

Méziane Boudellal

LA COGÉNÉRATION

L'USINE NOUVELLE

DUNOD

Le pictogramme qui figure ci-contre mérite une explication. Son objet est d'alerter le lecteur sur la menace que représente pour l'avenir de l'écrit, particulièrement dans le domaine de l'édition technique et universitaire, le développement massif du photocopillage.

Le Code de la propriété intellectuelle du 1^{er} juillet 1992 interdit en effet expressément la photocopie à usage collectif sans autorisation des ayants droit. Or, cette pratique s'est généralisée dans les établissements

d'enseignement supérieur, provoquant une baisse brutale des achats de livres et de revues, au point que la possibilité même pour les auteurs de créer des œuvres nouvelles et de les faire éditer correctement est aujourd'hui menacée. Nous rappelons donc que toute reproduction, partielle ou totale, de la présente publication est interdite sans autorisation de l'auteur, de son éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC, 20, rue des Grands-Augustins, 75006 Paris).



© Dunod, Paris, 2010
ISBN 978-2-10-054853-8

Le Code de la propriété intellectuelle n'autorisant, aux termes de l'article L. 122-5, 2° et 3° a), d'une part, que les « copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective » et, d'autre part, que les analyses et les courtes citations dans un but d'exemple et d'illustration, « toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite » (art. L. 122-4).

Cette représentation ou reproduction, par quelque procédé que ce soit, constituerait donc une contrefaçon sanctionnée par les articles L. 335-2 et suivants du Code de la propriété intellectuelle.

Le changement climatique ainsi que la vulnérabilité énergétique sont devenus une réalité qui n'est quasiment plus contestée par personne. Enrayer ces phénomènes et éviter leurs conséquences dramatiques sont des défis cruciaux de notre siècle. Ils nécessitent une vision à long terme et les actions à entreprendre doivent s'inscrire dans des politiques ambitieuses.

Pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques établis pour 2020 – et très au-delà –, et sans négliger la sécurité d'approvisionnement, le marché énergétique doit se transformer, notamment – mais pas seulement – au niveau de la production d'électricité. Les éléments clés d'une telle mutation sont le renforcement des énergies renouvelables, la réduction drastique de la consommation grâce à plus d'efficacité, l'extension de la part de la cogénération et la substitution vers l'utilisation de combustibles moins émetteurs en CO₂, comme peut l'être – à court terme – le gaz. Mais à plus long terme ce sont les énergies renouvelables qui devront assurer une part très significative de la production d'électricité. Le potentiel existe, en France, en Europe et dans le monde.

La cogénération est un moyen prometteur pour atteindre les objectifs ambitieux de réduction d'émission de gaz à effet de serre. Par son rendement le plus élevé de toutes les technologies de production d'énergie, sa flexibilité au niveau des combustibles utilisables, la gamme de tailles qui va d'une maison individuelle au chauffage urbain, et sa production locale proche des consommateurs, elle est destinée à devenir un pilier central dans l'approvisionnement énergétique de cette première moitié de siècle.

Malgré un contexte plutôt favorable (par exemple la directive européenne sur la promotion de la cogénération) la cogénération et notamment la micro-cogénération ne réussit pas encore – sauf exceptions – à conquérir une part significative du marché en Europe. Habités à un paradigme plus centralisé, les états et les grandes compagnies énergétiques font de la résistance. Or, l'avenir est du côté d'un système énergétique plus décentralisé, basé sur la demande finale, où production et consommation s'interpénètrent. C'est là que le rôle des autorités locales est irremplaçable.

Ce livre montre bien que la technologie a fait les preuves de sa fiabilité et de la diversité de ses possibilités d'utilisation. Le nombre d'emplois créés par un approvisionnement énergétique décentralisé (où la cogénération prendrait toute sa place) est largement supérieur à un système de type centralisé. Si nous prenions en compte l'intégralité des coûts de production, la cogénération et certaines technologies de micro-cogénération pourraient rivaliser avec les modes de production

centralisés (charbon, nucléaire ou gaz). Des conditions à peine plus favorables, comme dans les pays fédéraux et scandinaves, et la situation serait très différente. J'espère que ce livre vous encouragera à prendre des initiatives pour favoriser l'utilisation de la micro-cogénération. Allez chercher d'autres acteurs du marché, pratiquez le networking, faites du lobbying, « pensez *globally*, produisez *locally* » !

Peter SCHILKEN

Chef de projet à Energie-Cités

*Energie-Cités est l'association des autorités locales européennes
qui inventent leur futur énergétique*

TABLE DES MATIÈRES

Préface	V
Table des matières	VII
Avant-propos	1
Introduction	3

A

Cogénération, micro-cogénération et efficacité énergétique

1 • Définitions	7
1.1 Qu'est-ce que la cogénération ?	7
1.2 Où utiliser la micro-cogénération ?	8
2 • Besoins énergétiques	11
2.1 Les énergies et leurs usages	11
2.2 Consommation brute – Europe et France	12
2.3 Consommation énergétique finale	14
2.3 Production et consommation d'électricité	15
3 • Pourquoi la cogénération ?	19
3.1 Avantages de la cogénération	19
3.2 Penser global	20
3.3 Agir local	26

B

Unités de micro-cogénération – Critères de sélection et législation

4 • Types d'unités de cogénération	31
4.1 Considérations générales sur les équipements de micro-cogénération	31
4.2 Moteur à combustion interne	36
4.3 Moteur Stirling	57
4.4 Micro-turbine	76
4.5 Vapeur	79
4.6 Pile à combustible	84
4.7 Autres	94
4.8 Comparaison des unités de micro-cogénération	104
5 • Combustibles	107
5.1 Gaz naturel	107
5.2 Biogaz	107
5.3 Fioul	108
5.4 « Biocarburants » / Agrocarburants	109
5.5 Bois	111
5.6 Hydrogène	114
5.7 Comparaison	115
6 • Critères de sélection d'une unité de cogénération	119
6.1 Introduction	119
6.2 Méthodologie	120
6.3 Modes opératoires	121
6.4 Besoins énergétiques et profil de consommation	125
6.5 Pilotage d'une unité de micro-cogénération	147
6.6 Optimisation : puissance nécessaire et durée de fonctionnement	150
6.7 Unités de petite puissance pour habitat individuel	154
6.8 Unités de micro-cogénération	157
6.9 Récapitulatif	164
7 • Coûts du système et amortissement	165
7.1 Coût global	165
7.2 Coût de l'énergie produite	166
7.3 Amortissement global	172

8 • Solutions globales – Systèmes hybrides	175
8.1 Définition	175
8.2 Systèmes hybrides avec chaudière	176
8.3 Systèmes hybrides avec stockage de chaleur	178
9 • Simulation d'une unité de micro-cogénération	181
9.1 Logiciel généraliste de simulation	181
9.2 Logiciels spécifiques à la micro-cogénération	181
10 • Législation	187
10.1 Critères pour l'unité de micro-cogénération	187
10.2 Démarches par l'utilisateur	187
10.3 La micro-cogénération au niveau législatif européen et français	189

C

Exemples, perspectives et aspects annexes

11 • Campagnes d'essais en France et exemples d'unités de cogénération en service	193
11.1 Campagnes d'essais	193
11.2 Exemples d'applications	194
12 • Perspectives – Le marché de la micro-cogénération	203
12.1 Le marché actuel	203
12.2 Potentiel futur	205
13 • Autres aspects liés à la cogénération	207
13.1 Mini-cogénération	207
13.2 Trigénération	210
13.3 Stockage de l'énergie	212
13.4 « Smart Meter »	214
13.5 « Smart Grid » – Réseau intelligent	215
13.6 Gestion et efficacité énergétique	216

Conclusion	217
-------------------	------------

D

Annexes

Unités	221
Sites internet, salons et organismes	223
Lexique et abréviations	225
Bibliographie	227
Index alphabétique	229

AVANT-PROPOS

Depuis la préhistoire jusque vers la fin du XIX^e siècle, l'humanité s'est chauffée et éclairée individuellement.

La combinaison de la vapeur, de la dynamo et des lignes électriques a permis à partir des années 1880 une distribution, une régularité et une production d'électricité de plus en plus centralisée pour amortir, entre autre, les coûts d'installation de toute l'infrastructure.

Voilà pour l'électricité qui est donc passée aux mains de grandes compagnies souvent nationales (avant d'éventuelles privatisations) alors que la chaleur est pratiquement restée une « production » individuelle (sauf quelques réseaux de chaleur).

La cogénération dans la vie quotidienne aujourd'hui ?

Comme Monsieur Jourdain faisait de la prose sans le savoir, en hiver nous utilisons pratiquement tous les jours la cogénération : le moteur d'une voiture produit certes une énergie mécanique qui entraîne les roues assurant la propulsion (fonction principale), mais de plus ce moteur assure la production d'électricité par l'alternateur (fonction secondaire nécessaire) et de chaleur pour l'habitable, récupérée du circuit de refroidissement du moteur (fonction annexe).

À partir du même combustible et du même équipement, on produit chaleur et électricité : c'est la cogénération.

Si l'on considère maintenant les applications où la cogénération de faible puissance, dite micro-cogénération, c'est-à-dire la production simultanée de chaleur et d'électricité, pourrait être envisagée, les secteurs potentiels sont multiples : habitat individuel ou collectif, bureaux, écoles, piscines...

Que peut apporter la cogénération ? Selon l'optique dans laquelle on l'utilise, elle peut assurer une autonomie, réduire les dépenses énergétiques et la pollution ou améliorer globalement l'utilisation des énergies primaires.

INTRODUCTION

Crise de l'énergie ?

Malgré toutes les mesures d'économie d'énergie prises au niveau européen ou français, la demande est en augmentation croissante. Elle est estimée à 1,5 - 2,0 % par an au niveau européen.

Actuellement elle est assurée principalement par des énergies primaires non renouvelables dont les réserves diminuent ou dont le coût d'extraction et, donc le cours, sera croissant et qui, de plus, émettent des gaz à effet de serre et/ou d'autres polluants. L'Europe et la France sont très dépendantes des importations d'énergies primaires (pétrole, gaz naturel...) qui représentent plus de 50 % (pour l'Europe) et 90 % (pour la France) des besoins en 2008.

Face à ces contraintes, comment réduire la dépendance et les nuisances ? Certaines énergies primaires peuvent être utilisées directement (gaz naturel, charbon). Pour d'autres (solaire, éolien, nucléaire...), il faut passer par un intermédiaire appelé vecteur d'énergie : l'électricité. Celle-ci est principalement produite dans des centrales de forte puissance, puis distribuée par un réseau. Il s'en suit des pertes le long de cette chaîne, donc une utilisation non optimale de l'énergie primaire. Qu'en serait-il si cette électricité était produite sur le lieu d'utilisation ?

Pourquoi produire aussi son électricité ?

Sur le plan global, les solutions potentielles de réduction de la facture énergétique ne sont pas satisfaisantes (faible rendement des centrales électriques, intermittence du solaire ou de l'éolien, pertes pendant le transport...) ou éventuellement coûteuses (centrales au gaz ou au charbon à rendement élevé).

Produire son électricité et son eau chaude ?

Au niveau individuel et local, les énergies renouvelables accessibles (solaire, éolien) sont intermittentes et trop variables pour assurer un approvisionnement électrique et thermique continu, fiable et suffisant (ou du moins fournir un appoint significatif) pour alimenter une résidence ou un immeuble.

Une approche plus pratique envisageable est de produire son électricité en même temps que la chaleur pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire et ceci en fonction de ses besoins : c'est la COGÉNÉRATION dont il existe des unités qui le permettent aussi à petite échelle (MICRO-COGÉNÉRATION). La production locale de chaleur

et d'électricité dans une unité intégrée permet une efficacité énergétique maximale par réduction des pertes associées à une production centralisée.

Une étape critique dans le choix d'une unité de micro-cogénération est la détermination de sa puissance en fonction des besoins et des choix du mode ou des modes de fonctionnement. Cette décision est facilitée par une approche méthodologique appuyée, si nécessaire, par des logiciels spécifiques ou adaptés.

Ces unités utilisent certes principalement des combustibles non renouvelables (gaz naturel, fioul...), mais elles permettent un rendement global très élevé dû à l'utilisation plus efficace de ces combustibles. D'autre part, elles préparent aussi la voie à l'utilisation de combustibles issus d'origine renouvelable (biogaz ou huiles végétales par exemple), lorsqu'ils seront plus répandus. L'utilisation du bois sous forme de granulés par exemple est aussi envisageable.

Les technologies disponibles sont très variées, allant du moteur classique à la pile à combustible. Les critères de choix d'un équipement devront s'appuyer aussi bien sur la disponibilité que sur les capacités de l'unité de micro-cogénération.

À ce jour, les coûts de ces unités (à quelques exceptions près) sont plus élevés qu'une chaudière classique. Cela est principalement dû aux petites séries de production suite à la faible demande globale. Cependant les coûts d'exploitation peuvent se révéler intéressants dans la mesure où l'unité de micro-cogénération peut fonctionner pendant de longues périodes et ainsi non seulement fournir l'électricité nécessaire, mais aussi permettre la vente du surplus.

Cet ouvrage s'adresse ainsi à toute personne, entreprise ou organisme intéressés par une réponse un niveau individuel ou local aux problèmes énergétiques tels qu'utilisateurs potentiels, architectes, promoteurs, concepteurs ou tous ceux désirant simplement mieux connaître cette approche.

Il ne couvre pas que les unités de micro-cogénération, mais aussi les aspects annexes qui y sont liés (mesures de consommations thermiques et électriques, systèmes hybrides...).

A

**Cogénération,
micro-cogénération
et efficacité énergétique**

1.1 Qu'est-ce que la cogénération ?

Définition classique : c'est la production simultanée de chaleur (eau chaude, vapeur, air chaud) et d'électricité à partir d'une seule source d'énergie primaire et en utilisant le même équipement (figure 1.1).

Mais de nouvelles technologies bouleversent cette définition. Dans la pile à combustible par exemple, c'est l'hydrogène (donc un vecteur d'énergie) qui est le combustible.

Définition de la cogénération

Une définition plus générale pourrait être : la cogénération est la production d'énergie pouvant être (ou être transformée en) chaleur et/ou électricité obtenue à partir de la même source d'énergie primaire, renouvelable ou non, ou du même vecteur énergétique et généralement à partir d'un seul équipement.

On pourrait rajouter dans une approche décentralisée : production et utilisation locales.

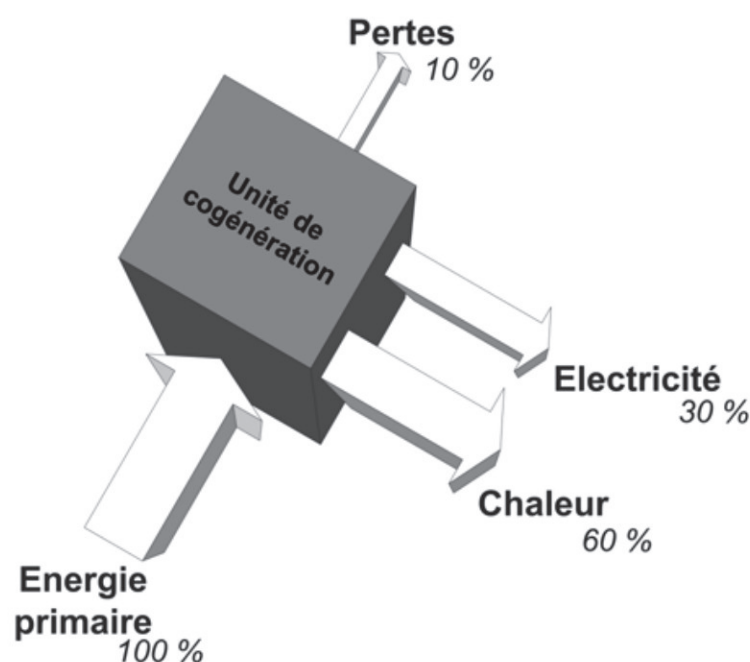


Figure 1.1 — Principe de la cogénération (les valeurs ne sont données qu'à titre indicatif).

Échelle de puissance pour cogénération

La cogénération de petite puissance (**micro-cogénération** ou μ -cogénération) couvre en général les besoins depuis une maison individuelle jusqu'à ceux d'un groupe de maisons ou d'un petit immeuble, bureau, hôtel, magasin, PME, clinique, piscine, école.

Selon la définition européenne (directive 2004/8/CE du Parlement européen), la micro-cogénération couvre une puissance allant jusqu'à 50 kW_{él.}.

La puissance électrique fournie est en général de l'ordre de 1 à 10 kW_{él.} pour la plage basse et de 10 - 50 kW_{él.} pour la plage haute.

1.2 Où utiliser la micro-cogénération ?

Imaginer une mini centrale électrique chez soi ou pour un magasin, hôtel, bureau ou PME ? Cela peut sembler paradoxal ; cependant cela est non seulement envisageable, mais aussi faisable, car de tels équipements sont commercialisés aujourd'hui.

Comment peut se présenter une unité de micro-cogénération intégrée à une habitation ? La figure 1.2 montre une unité alimentée au gaz naturel et fournissant électricité, eau chaude pour le chauffage et eau chaude sanitaire.

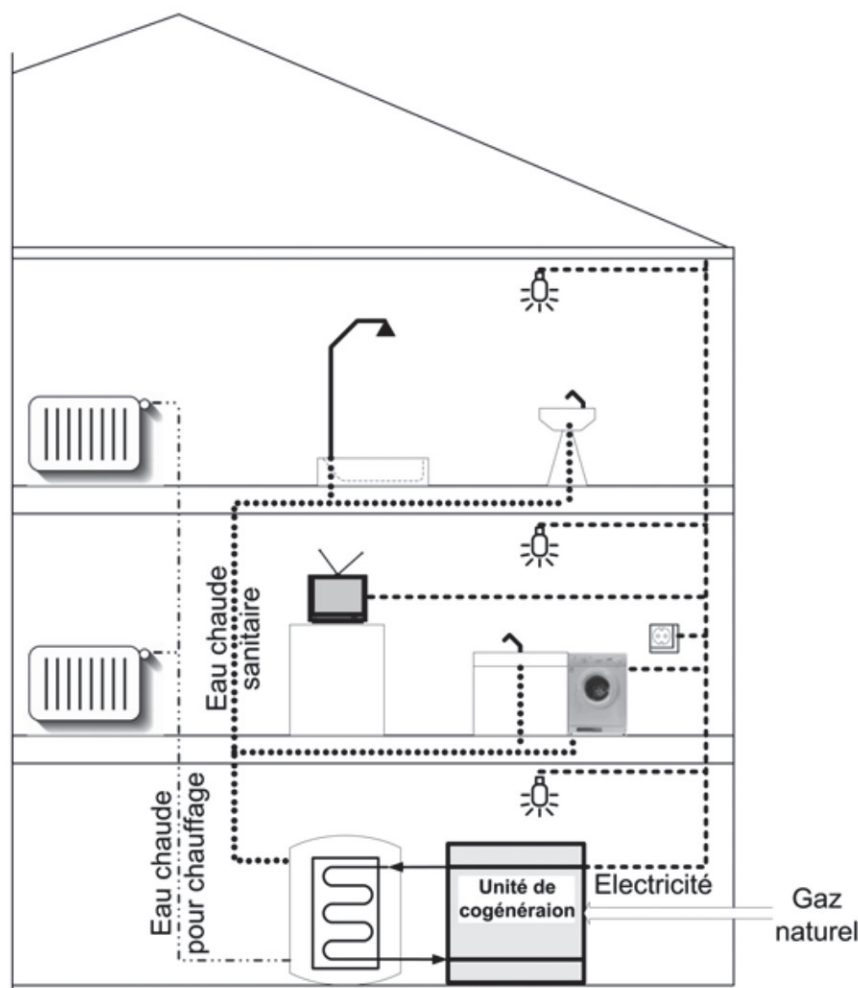


Figure 1.2 – Utilisation de la micro-cogénération à l'échelle d'une maison individuelle.

Deux exemples d'unités de micro-cogénération sont présentés figure 1.3. Celle de gauche est à accrocher et celle de droite, plus puissante, peut, par exemple, trouver place dans une cave ou un local technique.



Figure 1.3 – Unité de cogénération respectivement de 1 et 5 kW_{él}, approximativement à la même échelle (sources : Baxi Ecogen et Baxi Senertec Dachs).

La micro-cogénération peut aussi s'envisager pour des applications « mixtes » combinant divers types d'habitations et/ou d'activités. La figure 1.4 montre un exemple, soit d'habitations individuelles et collectives, soit des habitations et des activités tertiaires, par exemple.

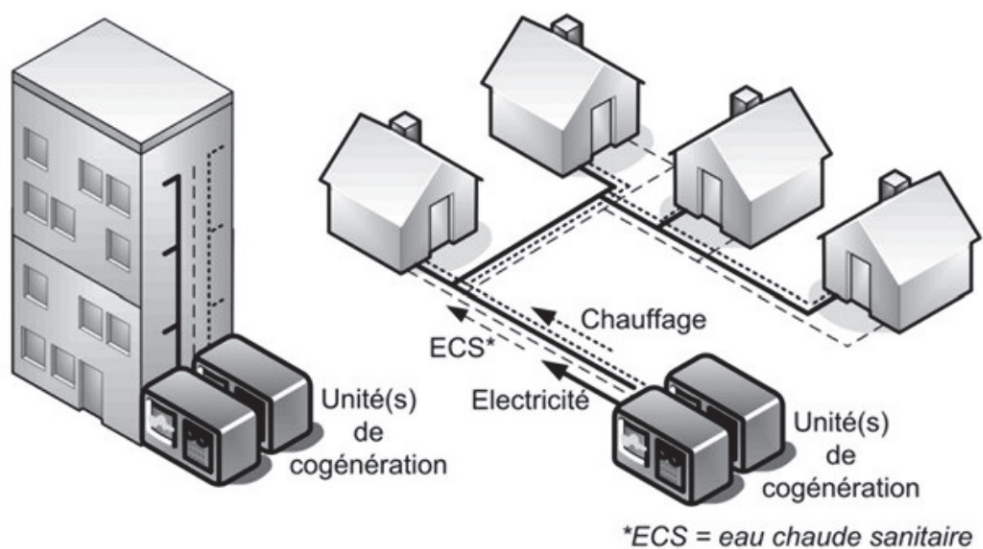


Figure 1.4 – La micro-cogénération pour plusieurs habitations.

Une autre option est d'avoir la ou les unité(s) de micro-cogénération centralisées localement (figure 1.5).

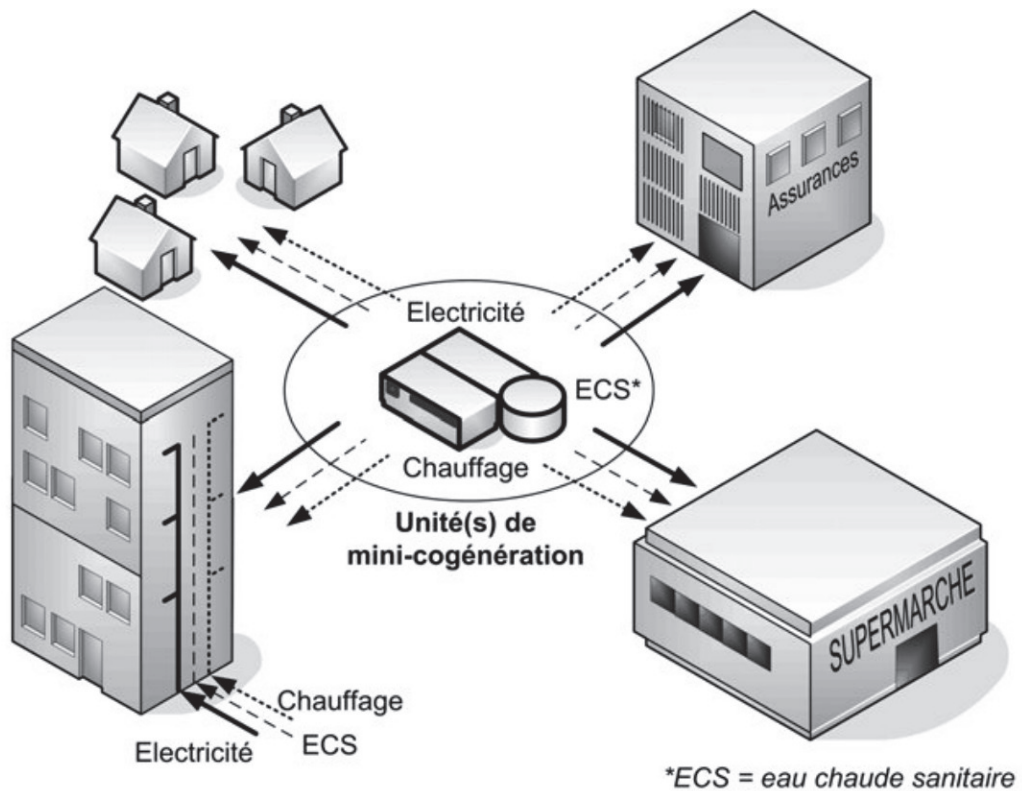


Figure 1.5 – La micro-cogénération en utilisation mixte.

Cette diversification permet de mieux optimiser la production d'énergie par rapport aux besoins en utilisant plusieurs unités de micro-cogénération, si nécessaire.

Mini-cogénération

La gamme de puissance supérieure (supérieure à 50 kW_{él.} ou cogénération de moyenne puissance ou mini-cogénération (*small scale cogeneration*) peut aussi être envisagée pour des applications plus importantes ou lorsque le nombre d'unités de micro-cogénération devient trop important.

Cette catégorie ne sera pas traitée dans cet ouvrage car sa mise en œuvre doit répondre à d'autres exigences en terme d'installation, d'utilisation ou de procédures administratives. Cependant quelques unités seront présentées afin de montrer les potentialités des puissances disponibles.

Production simultanée ?

Il ne s'agit pas exactement de production de chaleur et d'électricité mais d'abord d'une énergie mécanique (moteur, turbine...), thermique (géothermie) ou électrique (pile à combustible), l'autre étant un « sous-produit » qu'il convient de valoriser en le récupérant.

Exemples

Pile à combustible ⇒ électricité (+ chaleur)

Moteur ⇒ énergie mécanique (+ chaleur) ⇒ générateur ⇒ électricité

2 • BESOINS ÉNERGÉTIQUES

2.1 Les énergies et leurs usages

La micro-cogénération peut être envisagée principalement pour des applications dans les secteurs de l'habitat, du tertiaire, des équipements collectifs ou ceux ayant des besoins pouvant être (même partiellement) couverts par les puissances disponibles (PME, magasins, bureaux...). Les énergies primaires utilisables sont illustrées tableau 2.1.

Tableau 2.1 – Énergies primaires utilisables pour la micro-cogénération.

Énergie primaire	Utilisation directe	Vecteur énergétique	Habitat	Tertiaire	Autres
Gaz naturel	Chauffage/ECS				
	Centrales	Électricité			
	COGÉNÉRATION		✓	✓	✓
Pétrole	[Fioul] Chauffage/ECS				
	[Fioul] Centrales	Électricité			
	[Fioul] COGÉNÉRATION		✓	✓	✓
Bois	Chauffage/ECS				
	Centrales	Électricité			
	COGÉNÉRATION		✓	✓	✓
Biomasse					
	COGÉNÉRATION	(Biogaz)	✓	✓	✓
Solaire/ therm.	Chauffage/ECS				
	COGÉNÉRATION		En expérimentation		

A

COGÉNÉRATION, MICRO-COGÉNÉRATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

2.2 Consommation brute – Europe et France

Dans ce chapitre, nous nous bornerons à donner un ordre de grandeur de la consommation d'énergie globale et de la dépendance énergétique européenne et française (figures 2.1 et 2.2) afin de situer la problématique énergétique.

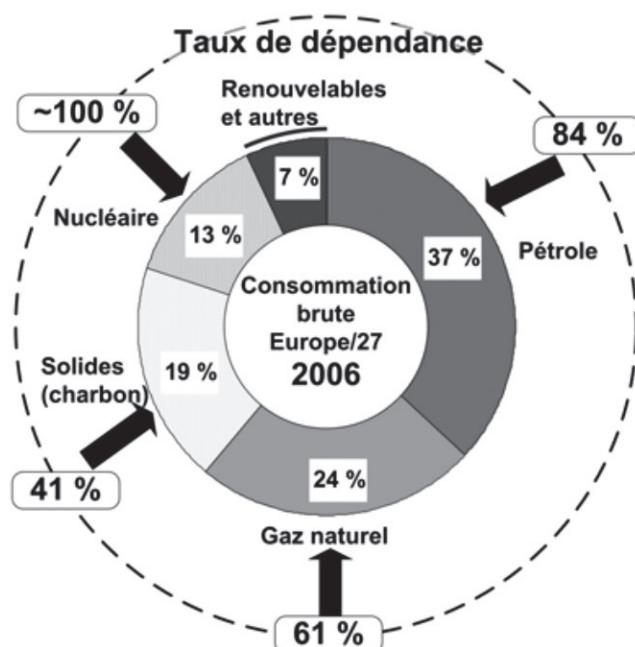


Figure 2.1 – Consommation brute d'énergie de l'Europe des 27 et dépendance vis-à-vis des importations d'énergies primaires (source : Eurostat).

Remarque

La quantité d'énergie prise en compte est l'énergie primaire nécessaire pour produire un vecteur d'énergie (électricité par exemple) ou utilisée directement (après d'éventuels traitements comme purification, raffinage...).

Note

Pour le nucléaire, l'Europe (et la France) importe pratiquement tout l'uranium nécessaire aux centrales d'où la valeur de 100 % pour la dépendance.

Le taux de dépendance vis-à-vis des importations hors Europe ne va que croître au fur et à mesure de l'épuisement des ressources européennes (pétrole le long des côtes anglaises ou gaz naturel au large de la Norvège, de l'Angleterre ou des Pays-Bas par exemple).

En 2007, la consommation brute européenne d'énergie était couverte à 55 % par les importations (44 % en 1996) et était constituée à plus de 80 % par des énergies primaires non renouvelables.

Remarque

L'unité Mtep (million de tonne d'équivalent pétrole) correspond à l'équivalent énergétique contenu dans 1 million de tonnes de pétrole. En énergie électrique 1 Mtep équivaut à 11,63 TWh (1 terra watt heure = 1 milliard de kWh).

L'indépendance énergétique et donc la sécurité d'approvisionnement ne pourront être assurées que par une utilisation rationnelle et ciblée vers une efficacité énergétique

maximale des énergies primaires disponibles ou importées et par le développement des énergies renouvelables.

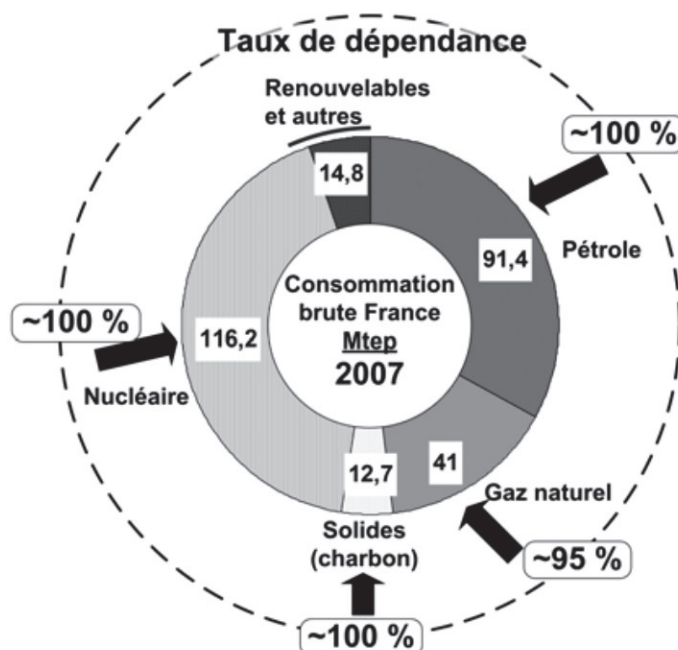


Figure 2.2 – Consommation brute d'énergie de la France en Mtep et dépendance vis-à-vis des importations d'énergies primaires (source : Observatoire de l'énergie).

En 2007, ramenée à la population, la consommation brute globale française en équivalent pétrole représente environ 4,5 tonnes par an et par personne soit 35 barils environ (figure 2.3)..

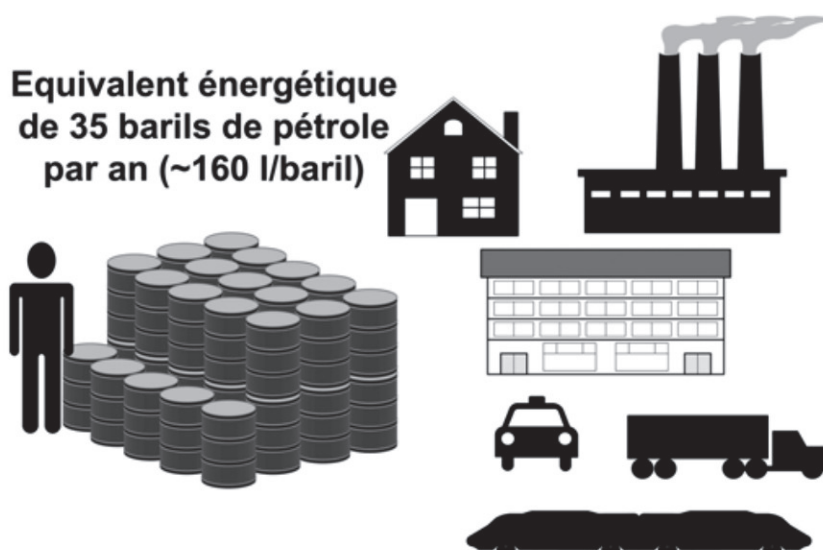


Figure 2.3 – Équivalent pétrole de la consommation brute d'énergie par habitant en France en 2007.

Les énergies primaires d'origine fossile se traduisent par des émissions globales de CO₂ de l'ordre de 7 t/habitant/an (440 millions de tonnes de CO₂ émises en 2007) ce qui représente une moyenne de 19,2 kg de CO₂ par jour et par personne, soit un volume journalier de 37600 litres !

2.3 Consommation énergétique finale

La consommation finale reflète l'énergie arrivant aux utilisateurs (électricité, carburant, gaz naturel...). Elle est la mesure d'une part de l'efficacité du cycle de production d'énergie et d'autre part de la consommation directe pour chaque secteur.

La consommation finale en France (figure 2.4) a été de 162 Mtep en 2007 pour une consommation brute de 276 Mtep, la différence étant principalement due au faible rendement de la production d'électricité (de l'ordre de 30-35 %) et à la consommation de la branche énergie pour des besoins internes.

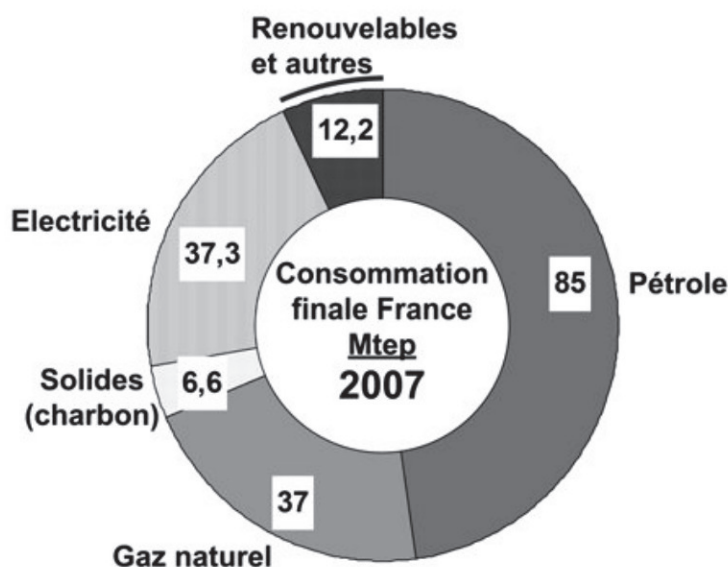


Figure 2.4 – Consommation finale d'énergie en France en Mtep (source : Observatoire de l'énergie).

La consommation finale par secteur (figure 2.5) montre une prépondérance des secteurs résidentiels et tertiaires (plus de 40 % de l'énergie consommée).

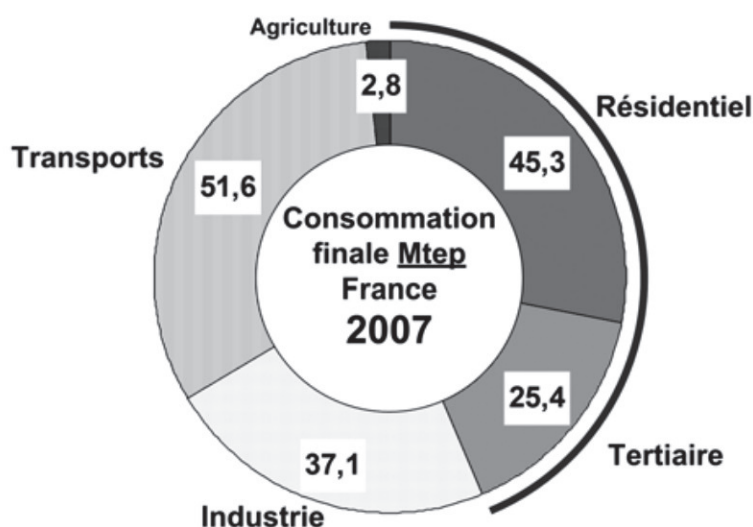


Figure 2.5 – Consommation finale d'énergie par secteur (source : Observatoire de l'énergie).

Si l'industrie a amélioré ses performances énergétiques ces dernières années afin de rester concurrentielle (– 22 % depuis 1973), par contre, du côté transports et résidentiel/tertiaire, les besoins sont en croissance continue (+ 25 % depuis 1973). Les secteurs résidentiels et tertiaires sont à l'origine d'environ 1,7 tonnes de CO₂ par habitant et par an (figure 2.6) qui représentent un volume de 9 000 litres par jour !

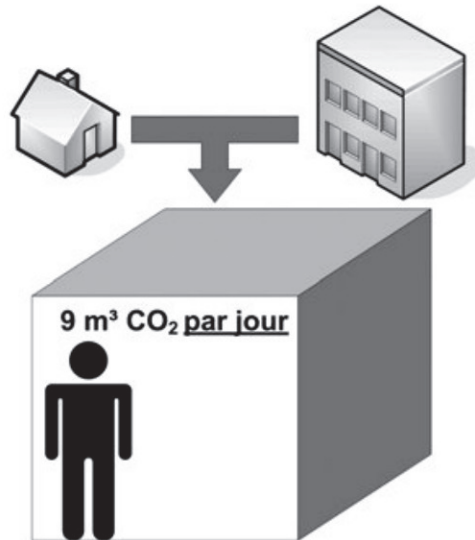


Figure 2.6 – Production de CO₂ dans les secteurs résidentiels et tertiaires en France en 2007.

2.3 Production et consommation d'électricité

La production actuelle et le transport d'électricité s'accompagnent de pertes d'énergie importantes, en fonction de la technologie utilisée pour produire cette électricité (figure 2.7). Les centrales les plus performantes sont actuellement celles à cycle combiné utilisant le gaz naturel (dites CGCT) qui peuvent convertir jusqu'à 60 %

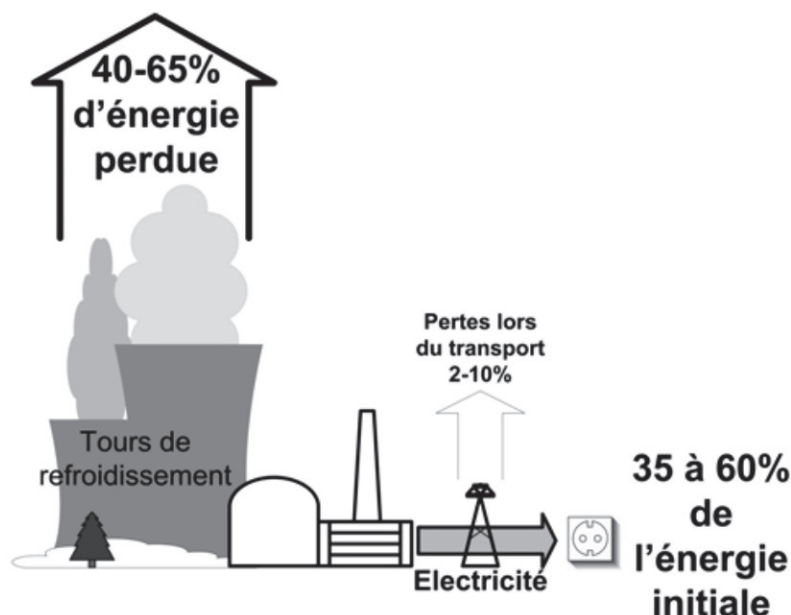


Figure 2.7 – Pertes d'énergie dans une centrale électrique.

de l'énergie initiale, alors que pour les autres centrales (fioul, charbon, nucléaire) le rendement est plutôt de l'ordre de 30-35 %.

La chaleur produite (40 à 65 % de l'énergie utilisée !) est dans la plupart des cas évacuée dans l'atmosphère par des tours de refroidissement.

La cogénération, quelle que soit la taille des unités, est très répandue dans les pays nordiques. En 2006, 54 % de l'électricité danoise était produite par cogénération ; les valeurs correspondantes sont de 37 % pour la Finlande, 22 % pour l'Allemagne et de 5 % seulement pour la France (selon « 2006 World Survey of Decentralized Energy »). Une analyse détaillée de la consommation finale d'électricité par secteur montre une prépondérance du résidentiel et tertiaire (figure 2.8).

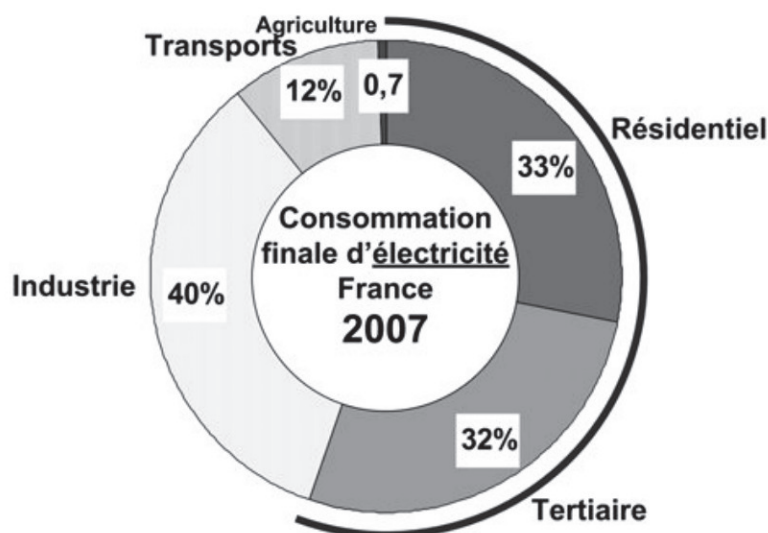


Figure 2.8 — Répartition de la consommation finale d'électricité par secteur (source : Observatoire de l'énergie).

Comme pour la consommation d'énergie globale, la consommation d'électricité des secteurs résidentiel et tertiaire a fortement augmenté au fil des ans (figure 2.9).

Secteurs résidentiel et tertiaire

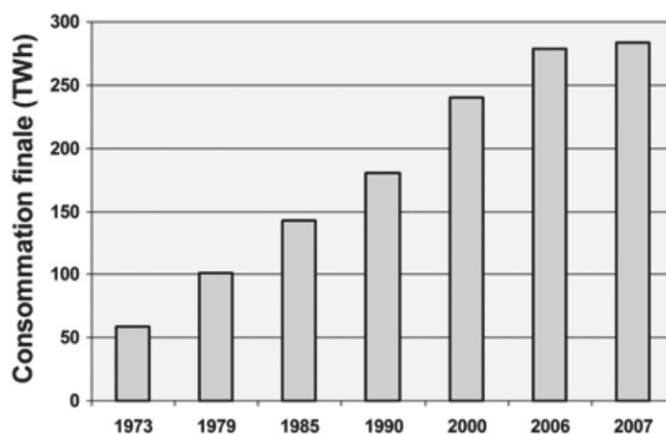


Figure 2.9 — Évolution de la consommation d'électricité (source : Observatoire de l'énergie).

La répartition de la consommation d'électricité dans le secteur résidentiel en France (figure 2.10) montre l'importance de l'utilisation pour le chauffage, soit près d'un tiers, à comparer à l'Allemagne (figure 2.11) où elle ne représente seulement quelques pourcents.

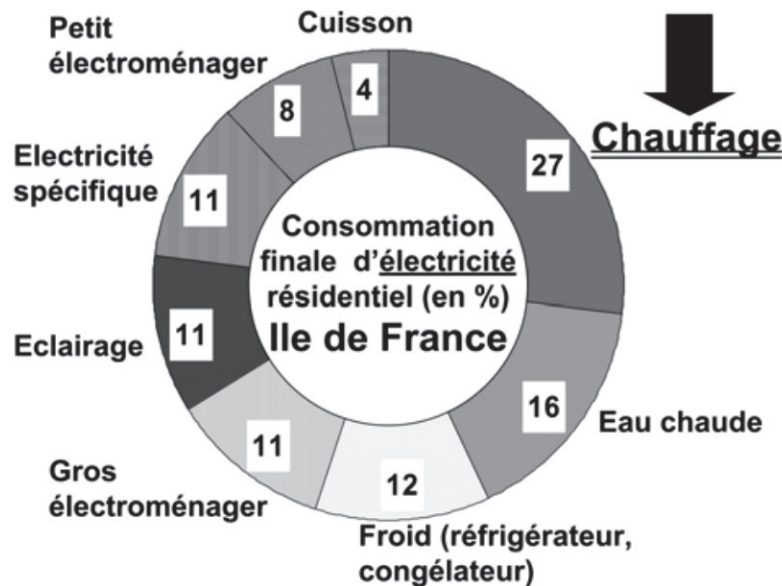


Figure 2.10 – Répartition de la consommation d'électricité par poste en Ile de France dans le secteur résidentiel en 2004 (source : Action énergies).

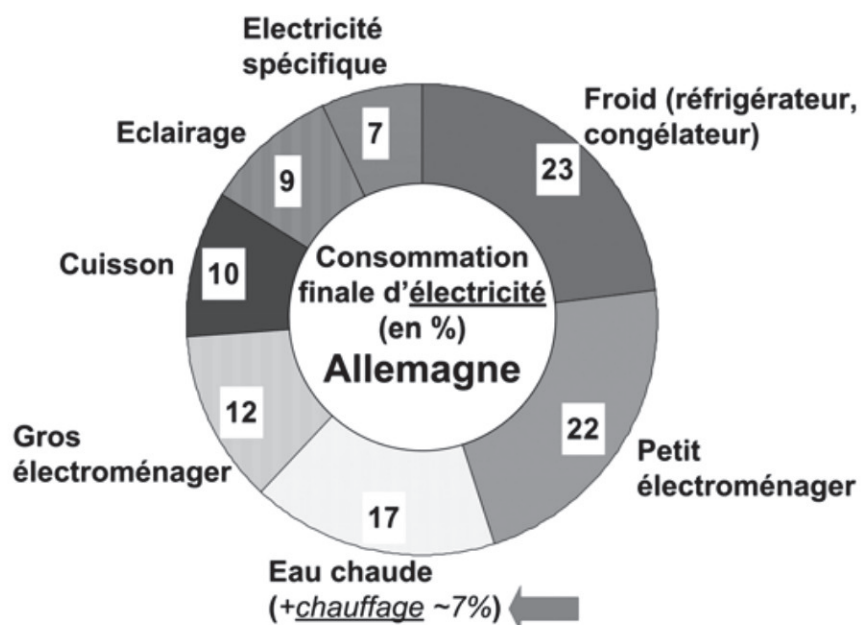


Figure 2.11 – Répartition de la consommation d'électricité par poste en Allemagne en 2004 (source : Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW e.V.).

Cette très importante utilisation de l'électricité pour le chauffage est une spécificité française. En 2007, près d'un tiers des résidences principales sont équipées de chauffage électrique et 47 % des maisons individuelles neuves ont un chauffage

électrique (source : SOeS-Service de l'observation et des statistiques). Cette tendance évolue peu. En 1997 par exemple, 51 % de l'électricité consommée dans les foyers l'était pour le chauffage, l'eau chaude et la cuisson (« L'énergie en France – Repères », édition 2001) comparée aux 50 % en 2004.

3 • POURQUOI LA COGÉNÉRATION ?

3.1 Avantages de la cogénération

Ainsi que montré dans le chapitre précédent, les technologies de production d'électricité (centrales au gaz naturel, au charbon ou nucléaires) sont caractérisées par des pertes importantes dans la mesure où la chaleur produite est évacuée dans les tours de refroidissement et donc inutilisée (figure 3.1).

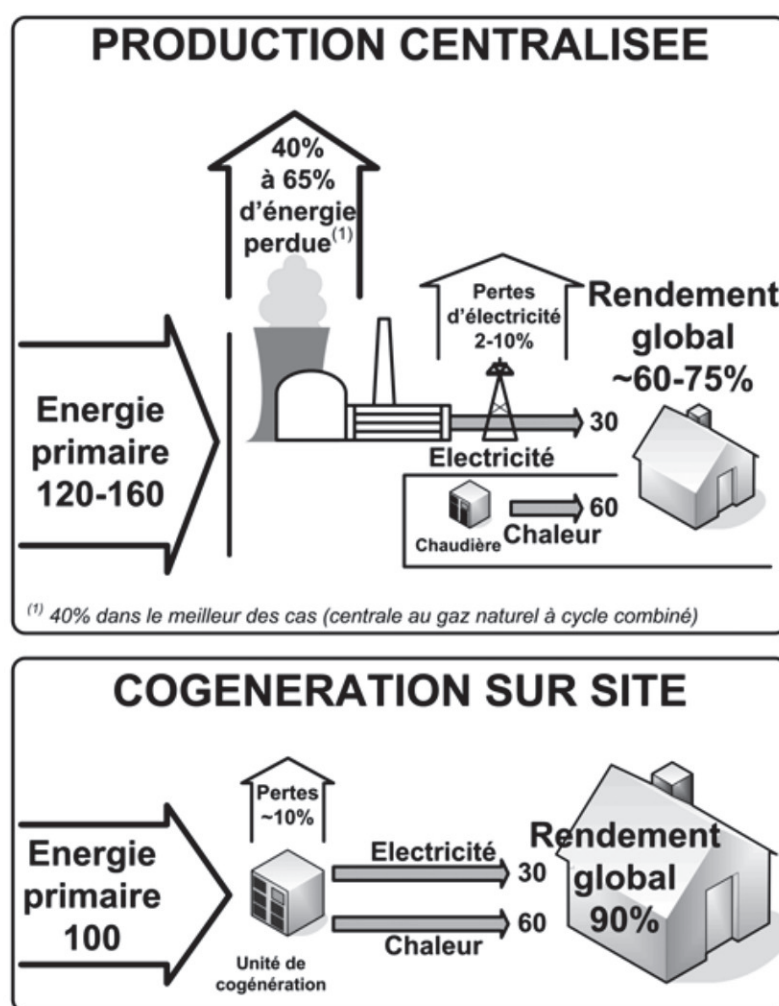


Figure 3.1 – Comparaison entre production centralisée et cogénération.

Remarque

Une exception est les réseaux de chaleur où la chaleur produite est distribuée localement pour le chauffage et la production d'eau chaude. En France, il en existe environ 450 qui fournissent 6 % de l'énergie utilisée pour le chauffage (à comparer aux 45 % en Suède ou même 13 % en Allemagne).

À défaut d'un réseau de chaleur existant, produire chaleur et électricité localement permet de réduire de façon significative ces pertes.

Pour produire la même quantité d'électricité (30 unités) et de chaleur (60 unités), il faudra entre 120 et 160 unités d'énergie primaire dans le cas d'une centrale (pour des rendements respectifs de 60 et 35 %) alors que 100 unités suffisent dans le cas de la cogénération (figure 3.1).

3.2 Penser global

L'atmosphère terrestre a, au cours de son développement, atteint un équilibre qui a permis le développement de la vie. Cependant, depuis le début de l'industrialisation (qui a commencé milieu du XIX^e siècle) et son corollaire, l'utilisation de l'énergie, cet équilibre est en train d'être modifié : l'énergie nécessaire à l'activité humaine est aujourd'hui toujours majoritairement d'origine fossile (pétrole, charbon, gaz naturel...) et son utilisation a entraîné d'une part une augmentation de la pollution qui modifie, par les émissions produites, la composition de la haute atmosphère avec comme conséquence une influence sur l'effet de serre. L'utilisation intensive des ressources fossiles entraîne d'autre part une diminution des réserves disponibles.

3.2.1 Effet de serre

Rappelons rapidement ce qu'est l'effet de serre : La terre reçoit du soleil un rayonnement dont une partie est absorbée/réémise par l'atmosphère et l'autre par la terre. La terre émet un rayonnement infrarouge dont une partie est aussi absorbée par des gaz dits à effet de serre (GES) présents dans les hautes couches de l'atmosphère (eau, CO₂, méthane...) qui en renvoient une partie vers la terre. Cette énergie supplémentaire entraîne un réchauffement de notre planète.

L'équilibre entre rayonnement reçu et celui réémis permet d'avoir une température terrestre moyenne de + 15 °C au lieu de - 18 °C sans effet de serre naturel (figure 3.2). Donc l'effet de serre et les gaz à effet de serre ne sont pas à considérer négativement car ce sont des phénomènes naturels indispensables qui font partie de l'équilibre de la biosphère.

Par contre, depuis le début de l'ère industrielle milieu du XIX^e siècle, les activités humaines ont entraîné une augmentation de la concentration des gaz à effet de serre dans la haute atmosphère d'où un risque probable d'augmentation de la température moyenne à la surface de la terre.

Quels seraient les impacts d'une augmentation significative de la température (0,8 °C depuis 1850) ? Le climat (contrastes entre sécheresse accrue et pluviométrie plus importante), la faune et la flore seraient perturbés, santé et activités humaines pourraient aussi être affectées (maladies contagieuses, épidémies, agriculture, croissance économique...).

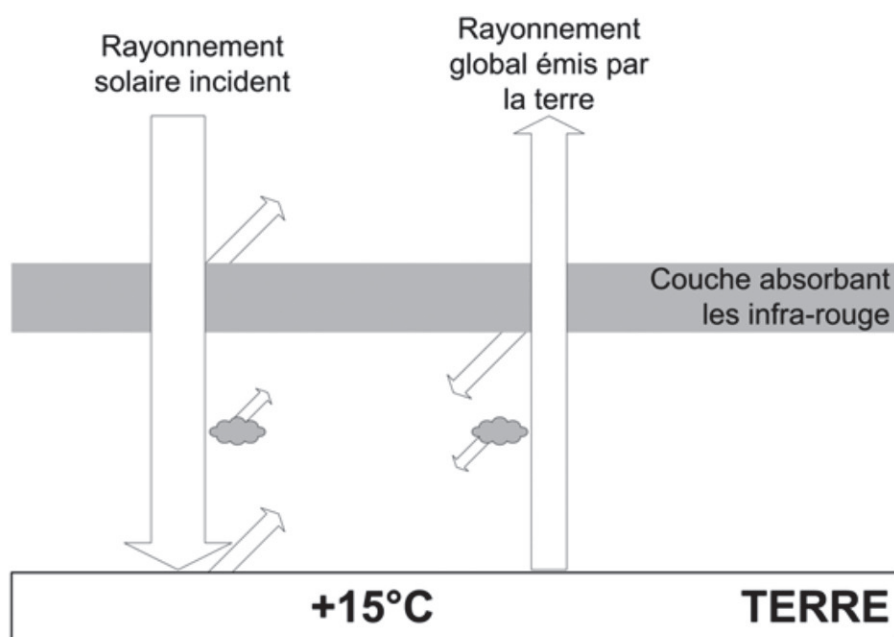


Figure 3.2 – Effet de serre (représentation simplifiée).

3.2.2 Gaz à effet de serre

Si l'on mentionne particulièrement le gaz carbonique (CO_2), il ne faut pas oublier les autres contributeurs qui sont principalement le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O) et certains composés fluorés (HFC, PFC, SF_6) qui ont une influence importante sur l'effet de serre même à très faibles concentrations. Leur absorption importante du rayonnement infrarouge et une durée de vie élevée dans la haute atmosphère (120 ans pour N_2O , 100 ans pour le CO_2 , 10 ans pour le méthane...) expliquent pourquoi leur concentration moyenne globale est en constante augmentation (figure 3.3).

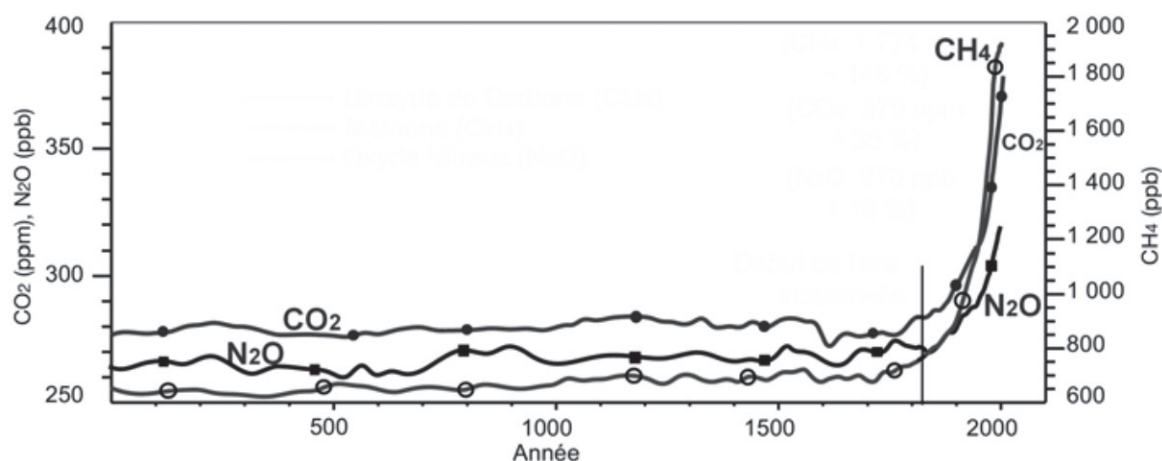


Figure 3.3 – Concentration moyenne de CO_2 dans l'atmosphère (source : IPCC 2007).

3.2.3 Origine des gaz à effet de serre

Si une partie des gaz à effet de serre est d'origine naturelle (CO_2 , méthane), certains sont des produits de l'activité humaine, agricole ou industrielle (fluorocarbures).

Le CO_2 en particulier est issu de la combustion de combustibles fossiles (charbon, gaz naturel, essence...) pour les transports, le chauffage, l'industrie, la production d'énergie...

Le **méthane** est produit par les élevages bovins, les rizières, les stations d'épuration et l'extraction, le transport et l'utilisation du gaz naturel.

Malgré le recul de leur utilisation par remplacement par des composés moins nocifs, les **composés fluorés** utilisés pour la réfrigération ou le dégraissage par exemple, contribuent toujours à l'effet de serre.

Pendant la décennie 1980, le CO_2 contribuait pour 50 %, le méthane pour 15 %, le protoxyde d'azote pour 6 % et les composés fluoré pour 24 % (Source IPCC).

En 2007, 75 % de la contribution à l'effet de serre est due au CO_2 (16 % au méthane, 8 % au protoxyde d'azote et 1 % aux autres gaz).

En 2007 toujours, 40 milliards de tonnes d'équivalent CO_2 (en tenant compte de tous les gaz à effet de serre) ont été émis dans le monde dont 27 milliards dues à une consommation d'énergie (production d'électricité, de chaleur ou transports).

La production d'électricité est le contributeur le plus important représentant environ 25 % des émissions (centrales au gaz naturel ou au charbon).

En France, par exemple, plus de 530 millions de tonnes d'équivalent CO_2 (dont plus de 80 % de CO_2) ont été émises en 2007.

3.2.4 Réduction des gaz à effet de serre

Vu l'ampleur des phénomènes en jeu, seule une coordination au niveau mondial est envisageable. En 1979 eut lieu la première conférence mondiale sur le climat qui aboutit en 1997 au Protocole de Kyoto qui fixe des objectifs de réduction des gaz à effet de serre à atteindre par les pays développés entre 2008 et 2012 (5,2 % de moins qu'en 1990). L'Union européenne s'est fixée en 1998 un objectif de réduction de 8 %, variable selon les pays (0 % pour la France, – 21 % pour l'Allemagne par exemple).

De plus chaque pays peut se fixer des objectifs plus contraignants. Il faut noter cependant que de nombreux pays n'arrivent toujours pas à atteindre les objectifs fixés.

L'Europe a lancé aussi le paquet énergie climat qui a trois objectifs (3×20) : 20 % de réduction des émissions des gaz à effet de serre, 20 % d'énergie issue de sources renouvelables et 20 % d'économies d'énergie tout cela d'ici 2020.

La France prévoit aussi dans le Grenelle 2 une division des émissions de CO_2 par quatre d'ici 2050.

3.2.5 Cogénération et réduction des émissions globales de CO_2

L'utilisation rationnelle des combustibles en micro-cogénération permet une réduction des émissions de CO_2 due :

- Aux économies d'énergie résultant d'une maximisation de l'utilisation du combustible pour produire chaleur et électricité.

- À l'utilisation de combustibles globalement « neutres » issus du bois ou de la biomasse.
- À la possibilité d'utiliser des combustibles à faible émission de CO_2 , comme le gaz naturel comparé au fioul.

La quantité de CO_2 émise par la combustion du gaz naturel, par exemple, est de l'ordre de 200 g/kWh.

Une unité de micro-cogénération avec un rendement d'environ 90 % émettra 220 g/kWh alors qu'une centrale au gaz naturel avec un rendement de 50 % émettra 400 g/kWh.

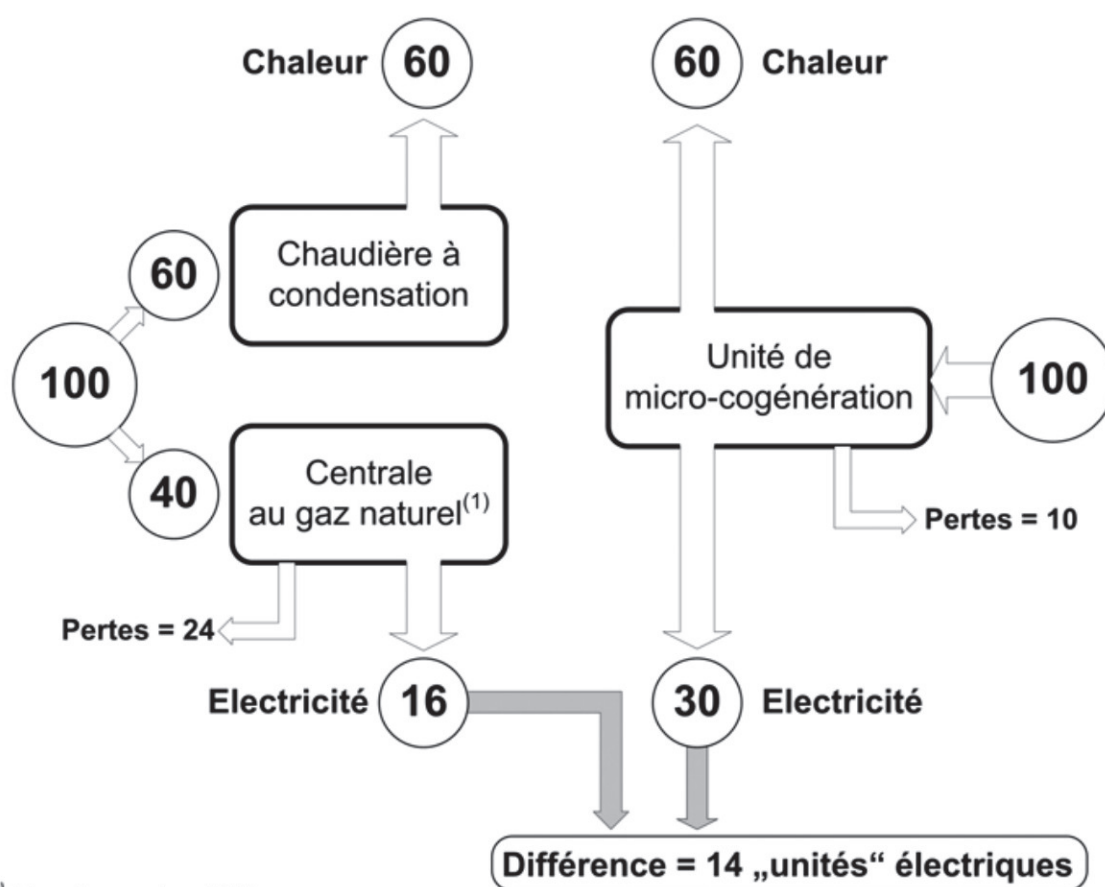


Figure 3.4 – Gain permis par la micro-cogénération.

Si l'on considère la même quantité de gaz naturel utilisée pour obtenir 60 unités de chaleur, dans le cas d'une approche centralisée, la centrale électrique ne produira que 16 unités d'électricité alors que la micro-cogénération permettra d'obtenir 30 unités d'électricité. L'on aura donc produit environ 14 unités d'électricité de plus que la centrale sans augmenter la quantité de CO_2 émise (une petite partie est perdue car le rendement de la micro-cogénération est de l'ordre de 90 %).

3.2.6 Réseau de distribution

Pour acheminer l'électricité produite par les centrales, barrages, éoliennes... existe un réseau couvrant tout le territoire.

Les tensions circulant dans ce réseau vont de 15 à 400 kV pour la moyenne, haute ou très haute tension avant d'arriver à l'utilisateur final en basse tension (soit 230 ou 400 V).

Remarque

En France, les opérateurs sont RTE (Réseau de Transport d'Électricité) pour la très haute tension et ERDF (Électricité Réseau Distribution France) pour la moyenne et basse tension. Tous deux sont à ce jour – 2009 – des filiales à 100 % d'EDF.

Ce réseau se traduit par des dizaines de milliers de pylônes électriques (qui dans certaines régions « encombrant » le paysage), mais aussi par des pertes d'échauffement estimées en moyenne à 2,5 % de l'électricité acheminée, soit, pour la France en 2008, environ 13 TWh (13 milliards de kWh !) qui correspondent à la consommation annuelle d'environ 4 millions de foyers (avec une moyenne de 3 000 kWh/an).

Ce réseau doit aussi en principe pouvoir acheminer de façon fiable les énergies maximales demandées par les utilisateurs. Cependant, lorsque la demande est supérieure à la capacité de la ligne, les opérateurs doivent opérer des délestages ou demander une réduction de consommation. Si cela peut être partiellement possible avec l'industrie, les utilisateurs particuliers sont par contre sans contrôle. Il s'en suit, lors des jours de froid rigoureux, une demande très importante, due principalement au chauffage électrique qui peut entraîner des coupures.

Étant pour la plupart aériennes, ces lignes sont aussi soumises aux intempéries comme d'abondantes chutes de neige ou tempêtes qui peuvent endommager câbles ou pylônes et donc entraîner des coupures pouvant concerner des régions complètes. Ces fortes demandes ont aussi une influence sur le prix de l'électricité. Lors des grands froids fin 2008/début 2009, le cours du MW livré le lendemain est passé de 38 € le 31 décembre 2008 à 96,50 € le 5 janvier 2009 à la bourse de l'électricité Powernext.

Ces lignes nécessitent aussi un entretien constant qui peut être des réparations, des remplacements des câbles, pylônes, transformateurs, l'enfouissement de certaines lignes, une extension du réseau... Toutes ces opérations ont un coût qui se répercute sur le prix de l'électricité.

Face à ces contraintes, produire et consommer l'électricité localement permettrait :

- De réduire la charge du réseau (fiabilité).
- D'éviter l'extension du réseau haute tension.
- De réduire les coûts d'entretien.

Ceci devrait se traduire par une diminution ou une stabilisation de cette part dans le coût du kW électrique.

3.2.7 Épuisement des ressources

Un autre aspect issu des activités humaines est l'épuisement relativement rapide aujourd'hui des ressources naturelles, en particulier les sources d'énergies primaires non renouvelables faute d'avoir favorisé un développement basé sur les énergies primaires renouvelables (figure 3.5).

Les réserves d'énergies fossiles disponibles sont estimées en fonction de la consommation projetée et se basant sur les gisements prouvés ou probables. Ces estimations

varient pratiquement chaque année en fonction des fluctuations des cours, de la production ou de la consommation, des découvertes de nouveaux gisements, des progrès des technologies d'extraction...

Il est certes envisageable d'exploiter les gisements même pauvres ou d'accès aujourd'hui difficile qui rallongeront la durée de disponibilité des ressources, mais cela aura une incidence sur les prix de ces ressources.

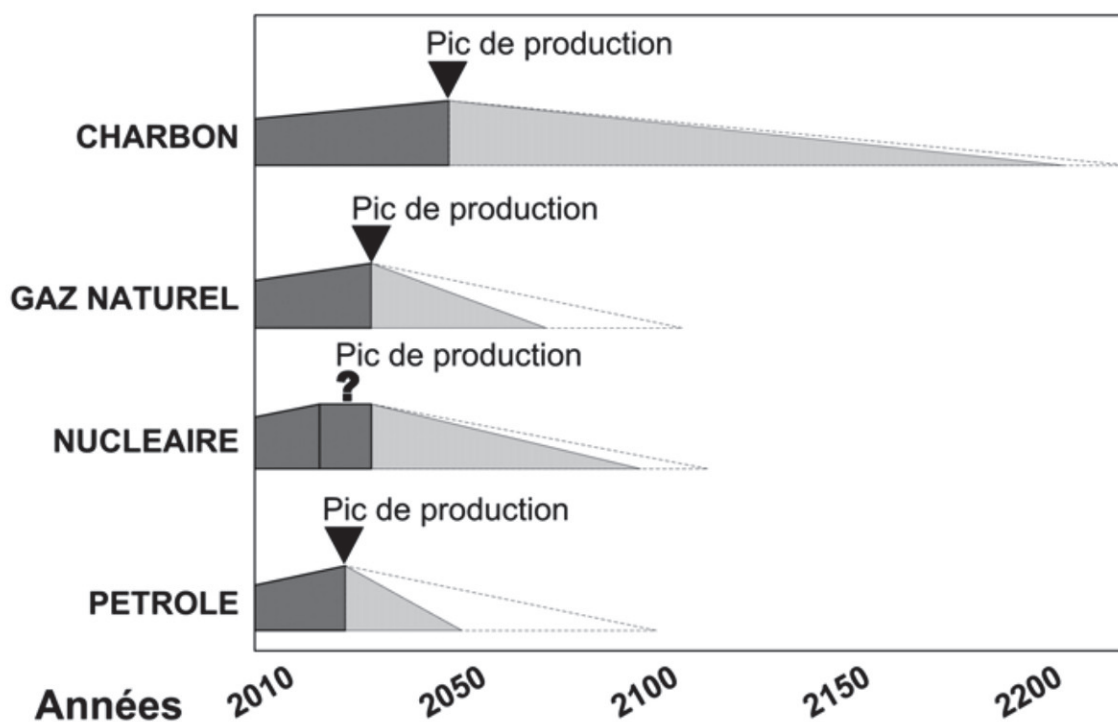


Figure 3.5 — Réserves d'énergies fossiles au rythme actuel de consommation (source : AIE, estimations 2007).

Les données sur les réserves, quelles que soient les hypothèses retenues, montrent un épuisement à court ou moyen terme. Si l'une des questions qui vient à l'esprit est : que faire après l'épuisement de ces ressources ? il faudrait surtout se demander : QUE FAIRE AVANT ?

3.2.8 Production d'électricité à partir des sources d'énergies non renouvelables à grande échelle : quel avenir ?

La production actuelle d'électricité est majoritairement assurée par des sources d'énergies non renouvelables comme le gaz naturel, le charbon ou le combustible nucléaire. Si des progrès ont été effectués vers des rendements plus élevés, surtout dans les centrales au gaz naturel ou des émissions plus faibles pour les centrales au charbon, il n'en reste pas moins que les émissions de CO₂ et autres polluants ou le stockage/retraitement des déchets nucléaires n'en sont pas résolus pour autant.

■ Centrales au gaz

Les centrales dites à cycle combiné CGCT (Combined Cycle Gas Turbine ou turbine à gaz à cycle combiné) permettent d'atteindre un rendement électrique de

60 % environ en associant une centrale au gaz et une centrale à vapeur, donc une amélioration significative de l'efficacité énergétique. Ce sont actuellement les unités ayant le meilleur rendement électrique. Elles sont cependant peu nombreuses.

■ Centrales au charbon

Avec les travaux sur une combustion « propre » dite IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle* ou gazéification intégrée à cycle combiné), c'est le gaz produit composé principalement d'hydrogène et de CO ou « Syngas » qui est brûlé dans une turbine au lieu du charbon. Si le rendement électrique atteint aujourd'hui les 45 %, il n'en reste pas moins que le problème du CO₂ produit finalement même en quantité plus réduite reste entier : capture/transport/stockage ?

■ Centrales nucléaires

Il faut mentionner quand même que l'uranium, qui est issu d'un minerai donc une ressource aussi limitée, ne produit pas directement d'électricité mais que la partie dite fissile (uranium 235) se désintègre en produisant de la chaleur ; celle-ci est récupérée sous forme de vapeur qui entraîne un générateur. Le rendement global est de l'ordre de 33 %. Les centrales nucléaires à eau pressurisée de type EPR (European Pressurised Reactor) en construction permettraient d'atteindre 37 % pour une puissance de 1600 MW_{él.} pour celles prévues.

Globalement, pour toutes les raisons énumérées précédemment (épuisement des ressources naturelles, lourdeurs et faible rendement des solutions centralisées...) les sources d'énergies non renouvelables ne peuvent donc être envisagées pour le très long terme.

3.3 Agir local

La dérégulation du marché de l'énergie modifie les conditions de fonctionnement des fournisseurs d'électricité : concurrence accentuée sur les marchés nationaux, planification à plus court terme, recherche d'économies maximisées (allant jusqu'à la réduction de la maintenance des équipements et des lignes, par exemple, ou l'utilisation des ressources disponibles sans marge de manœuvre).

Ceci entraîne pour l'utilisateur final des risques tant au point de vue qualité que continuité d'approvisionnement.

Quelques coupures hivernales de courant en 2008/2009 en France

03 novembre 2008 : la Côte d'Azur dans le noir. Un million et demi de personnes privées de courant suite à un orage qui a touché une ligne d'alimentation de 400 kV.

11 décembre 2008 : plus de 45 000 foyers en Rhône-Alpes privés de courant suite à d'importantes chutes de neige.

24 janvier 2009 : une tempête sur le sud-ouest de la France prive d'électricité 1,7 million de foyers. Les Pyrénées orientales fortement touchées sont alimentées à 90 % par une seule ligne haute tension de 400 000 V. Au 27 janvier 2009 il restait encore plus de 300 000 foyers sans électricité.

9 février 2009 : le soir, plus de 900 000 foyers sont sans électricité dans 62 départements. Mercredi 11 février 2009, il restait toujours 89 000 foyers sans électricité.

Même l'été ne met pas à l'abri de coupures

Les autres causes de coupures peuvent être les incendies ou la forte demande due aux climatiseurs ou pompes à chaleur.

30 juillet 2009 : plus de 1,2 millions de personnes dans le sud-est sans électricité pendant plus d'une heure suite à un incendie de forêt près d'une ligne très haute tension.

Toutes ces coupures montrent l'avantage de pouvoir être autonome, même partiellement, afin de couvrir les besoins de base.

Quels sont les bénéfices à attendre d'une implication personnelle ou locale ?

En plus des raisons énumérées au niveau global, une décision au niveau personnel ou local permet d'atténuer l'effet de l'augmentation du prix des ressources non renouvelables qui se traduisent sur le prix de l'électricité ou du gaz naturel par exemple.

Elle permet aussi de se mettre à l'abri des coupures de courant ou des variations de tension pour certaines utilisations critiques.

Elle contribue à la réduction des émissions polluantes ou dangereuses par une réduction de la consommation des sources d'énergie.

Elle contribue à l'efficacité énergétique par une maximisation du contenu énergétique des ressources renouvelables ou non renouvelables.

La micro-cogénération peut être une réponse, certes partielle, et une contribution à la problématique énergétique (importations, dépendance...), surtout si elle est plus généralisée.

Des incitations fiscales sont aussi ou seraient des facteurs contribuant à sa généralisation. Selon les pays, les offres peuvent couvrir des primes d'installation d'équipement de micro-cogénération, des crédits d'impôts, un prix de l'électricité vendue incitatif, des primes pour l'électricité produite et consommée...

Quelles sont les solutions techniques existantes ?

A

COGÉNÉRATION, MICRO-COGÉNÉRATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

B

Unités de micro-cogénération – Critères de sélection et législation

4 • TYPES D'UNITÉS DE COGÉNÉRATION

4.1 Considérations générales sur les équipements de micro-cogénération

Avant d'aborder en détail les différentes familles d'unités de micro-cogénération, précisons que la décision finale (choix de l'équipement, dimensionnement, types de fonctionnement, lieu d'installation, rentabilité...) doit faire l'objet d'une étude préalable permettant d'optimiser l'énergie fournie par l'installation par rapport aux besoins. Cette partie sera traitée après la description des différentes options en matière de technologies disponibles ou en développement, ce qui permettra de se familiariser tout d'abord avec les différentes solutions existantes ou potentielles ainsi que leurs avantages (et parfois aussi leurs points faibles).

Les unités de micro-cogénération sont parfois appelées **chaudières électrogènes**.

4.1.1 Structure schématique

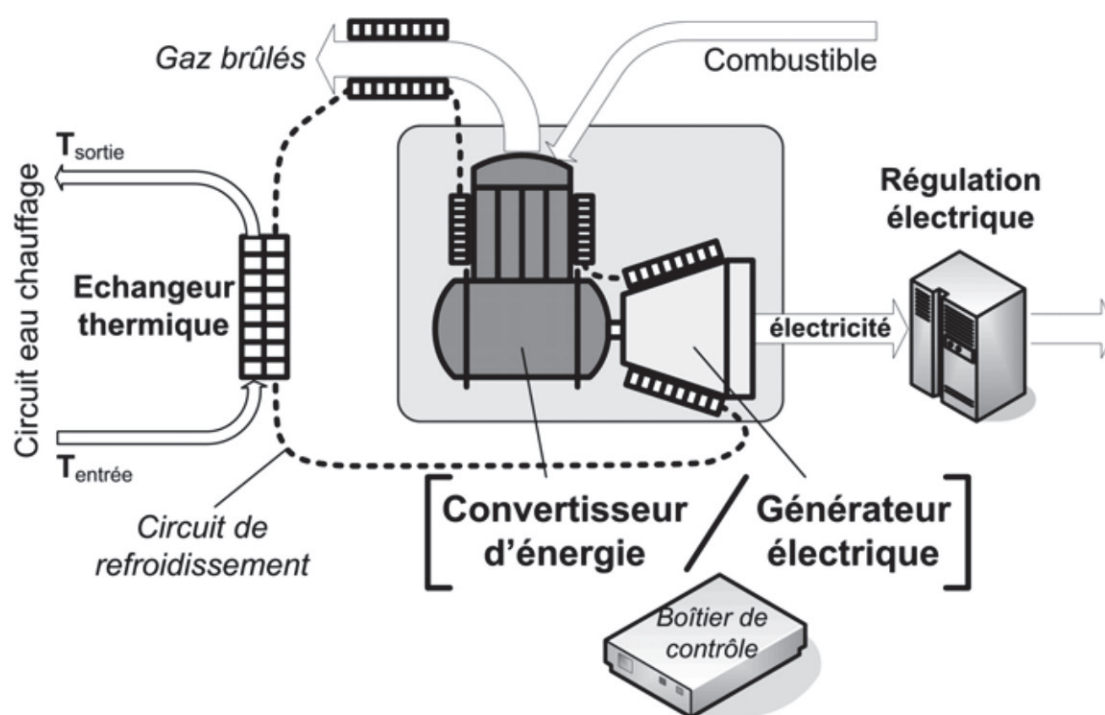


Figure 4.1 – Schéma de principe d'une unité de micro-cogénération.

Le cœur d'une unité de micro-cogénération (figure 4.1) est le convertisseur d'énergie qui peut être :

- Un moteur conventionnel.
- Une turbine.
- Un moteur à vapeur.
- Une pile à combustible, etc.

Dans ce convertisseur, l'énergie chimique du combustible est transformée en énergie mécanique (moteur, turbine...) ou électrique (pile à combustible).

L'électricité produite est mise en forme pour correspondre à la tension des utilisations envisagées. La chaleur est récupérée par un système d'échangeurs thermiques qui permettent de chauffer l'eau du circuit de chauffage et d'eau chaude sanitaire (ECS).

4.1.2 Générateur électrique

L'énergie mécanique produite entraîne un générateur électrique (sauf dans le cas de la pile à combustible). Celui-ci peut être :

- **Rotatif** : il peut être entraîné directement par le convertisseur d'énergie (moteur ou turbine) ou être couplé par l'intermédiaire d'un boîtier réducteur ou d'une courroie.
- **Linéaire** : dans ce cas, le déplacement du générateur linéaire est couplé directement à celui du convertisseur d'énergie. Ce type de générateur est utilisé dans certains moteurs Stirling ou à vapeur, le mouvement linéaire du cylindre le permettant.

La figure 4.2 schématise le fonctionnement d'un générateur linéaire se composant d'un aimant permanent entraîné par le cylindre et se déplaçant dans une bobine. Le déplacement de cet aimant crée un courant dans cette bobine, courant qui est ensuite récupéré et conditionné (stabilisation de tension et fréquence) pour une utilisation normale.

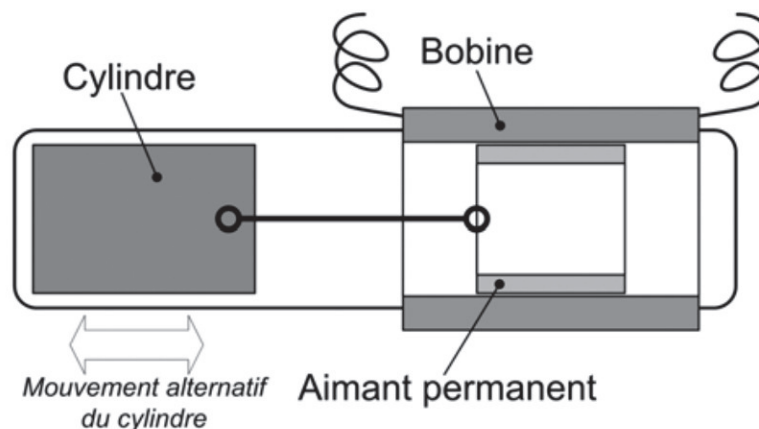


Figure 4.2 – Principe du générateur linéaire.

- **Générateur synchrone** : la fréquence du courant issu du générateur est identique à celle de l'utilisation finale (50 Hz en Europe). En général, l'unité de micro-cogénération fonctionne à vitesse de rotation constante (la plupart du temps 1 500 tours/mn pour un générateur bipolaire) et la variation éventuelle de puissance électrique s'obtient en faisant varier, par exemple, la charge du moteur.

- **Générateur asynchrone** : ici, le générateur est couplé au moteur, à la turbine... et sa vitesse de rotation est dépendante d'eux. La mise en forme du courant (tension, fréquence) est effectuée par un module électronique. Du point de vue construction mécanique, la génératrice asynchrone à courant triphasé est très robuste et demande peu de maintenance (figure 4.3).

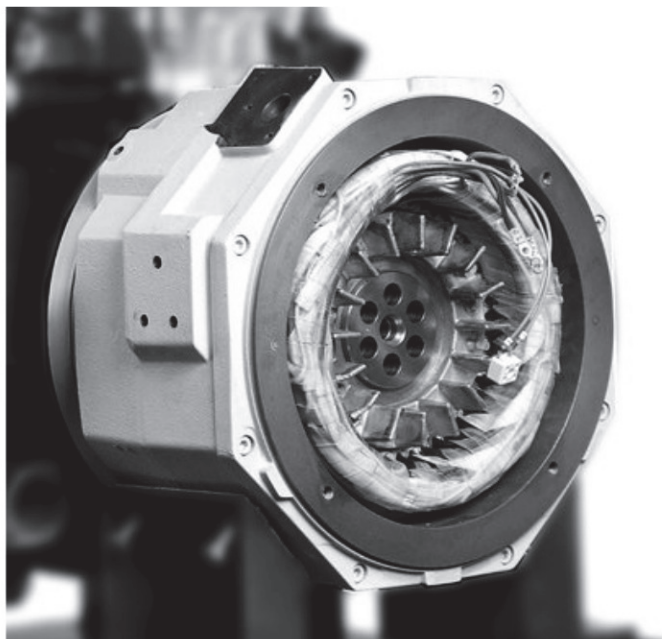


Figure 4.3 — Générateur asynchrone de 15 kW_{él}. (source : EC Power).

- Le courant alternatif fourni est en général soit monophasé, soit triphasé. Chaque type de générateur a donc ses spécificités qui doivent être adaptées à l'unité de micro-cogénération.

4.1.3 Récupération de la chaleur

Des échangeurs thermiques permettent de récupérer la chaleur produite et de la transmettre au circuit de chauffage, d'eau chaude sanitaire et/ou à un stockage de chaleur.

La chaleur récupérée est en fait principalement celle utilisée pour refroidir le convertisseur d'énergie afin de maintenir une température de fonctionnement optimale.

4.1.4 Paramètres de fonctionnement

L'unité de micro-cogénération est reliée aux circuits thermiques et électriques externes par des interfaces (échangeurs thermiques pour récupérer la chaleur produite et système de régulation pour la partie électrique).

Pour la partie thermique, les paramètres importants sont la température de retour, de sortie et le débit d'eau venant du circuit de chauffage et/ou d'eau chaude (figure 4.4).

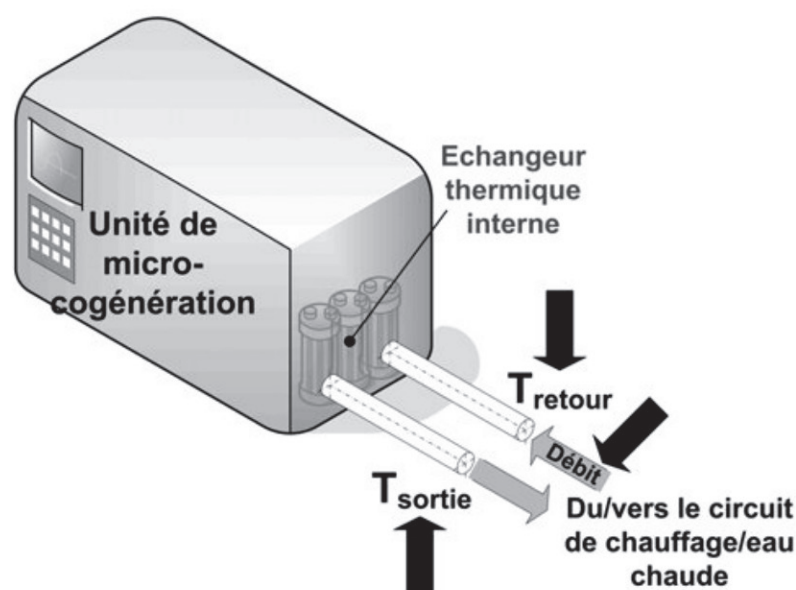


Figure 4.4 – Paramètres importants de fonctionnement d'une unité de micro-cogénération.

En effet, l'échangeur permet de refroidir le convertisseur d'énergie (moteur, turbine, pile à combustible...) et donc d'évacuer la chaleur qui y est produite. Il est par conséquent important que la température de retour de l'eau venant du circuit externe (chauffage ou eau chaude) soit assez basse pour être chauffée dans les échangeurs thermiques ; trop élevée, elle pourrait entraîner un arrêt de l'unité de micro-cogénération pour éviter une surchauffe possible. De même, le débit d'eau dans les échangeurs thermiques a une influence sur les échanges thermiques dans l'échangeur et donc sur la température de sortie.

Les températures maximales de retour et/ou de sortie sont en général données par le constructeur (tableau 4.1).

Tableau 4.1 – Températures maximales de retour et de sortie de différents systèmes.

	Senertec Dachs	EC Power	Vaillant ecopower	Sunmachine
T max sortie	83 °C	ND	ND	75 °C
T max retour	70 °C	75-78 °C	75 °C	60 °C

ND : données non disponibles

4.1.5 Démarrage, arrêt et redémarrage

Une unité de micro-cogénération, quel que soit le type, ne fournit pas instantanément la puissance maximale (ou celle programmée ou demandée).

En général, lors d'un démarrage de l'unité après une période d'arrêt prolongée, la puissance nominale électrique est atteinte relativement rapidement, alors que la partie thermique exige une durée nettement plus longue, car il faut que le moteur (ou la turbine, la pile à combustible...) atteigne graduellement sa température de fonctionnement afin que l'eau ou le fluide de refroidissement circulant dans les échangeurs thermiques puisse être réchauffé (figure 4.5).

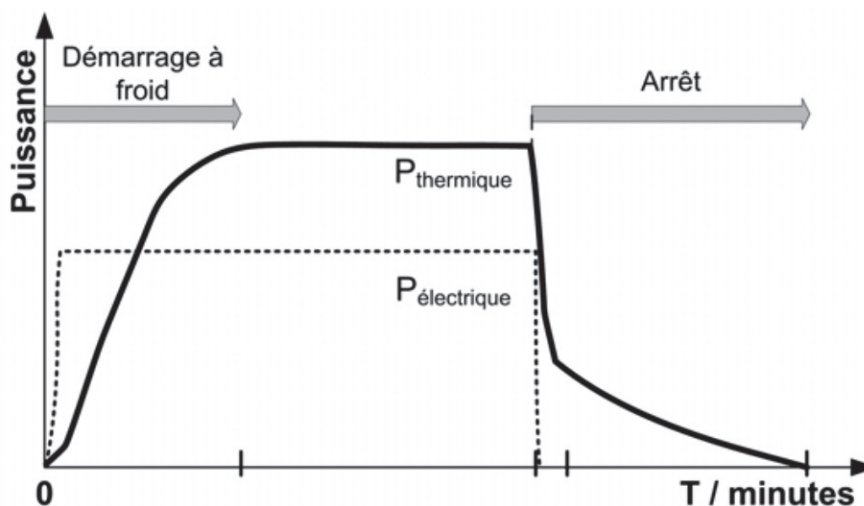


Figure 4.5 – Exemple de démarrage à froid et arrêt d'une unité de micro-cogénération à moteur à combustion interne.

En fonction de la technologie utilisée, ces durées lors d'un démarrage peuvent être très variables et atteindre plusieurs dizaines de minutes.

L'arrêt par contre est plus marqué : la puissance électrique chute très rapidement à zéro (souvent par coupure automatique dès l'arrêt) et la puissance thermique après une diminution rapide peut encore produire de la chaleur pouvant être éventuellement récupérée (en fonction des températures de consigne programmées).

Un redémarrage effectué alors que l'unité de micro-cogénération est encore à une température relativement élevée est plus rapide.

4.1.6 Autres caractéristiques

■ Émissions

Les gaz issus de la combustion du combustible contiennent du CO_2 bien sûr, des oxydes d'azote (NO_x), du CO, du combustible n'ayant pas brûlé (gaz naturel, propane...), éventuellement des particules...

Certains doivent être traités afin de réduire leur concentration à des valeurs admissibles ou répondant à des normes. En Allemagne par exemple, les valeurs maximales pour le CO et les NO_x pour les chaudières (et donc les unités de micro-cogénération) sont fixées.

Pour atteindre ces résultats, diverses stratégies sont utilisées dont la plus connue est l'utilisation d'un catalyseur, comme pour les véhicules, et fonctionnant sur les mêmes principes. Il est aussi possible de faire fonctionner les moteurs en régime dit pauvre, c'est-à-dire que l'on injecte plus d'air que nécessaire afin de diminuer la formation des oxydes d'azote.

■ Niveau sonore

Les unités de micro-cogénération étant placées soit dans un local technique pour les plus puissantes, soit dans la cuisine par exemple pour les plus petites, il est nécessaire de réduire bruit et vibrations. Ceci est obtenu par un capotage de l'unité, avec ou sans matériau d'isolation phonique, un montage sur amortisseurs...

4.1.7 Unités de micro-cogénération commerciales

La description des différents modèles dans les chapitres suivants ne sera pas exhaustive, mais montrera plutôt la diversité et les différentes familles soit déjà disponibles, soit en phase de développement.

Elle montre aussi les différentes approches des constructeurs en termes de puissance ou de gestion thermique et électrique.

Les puissances indiquées sont celles données par les constructeurs. Elles sont généralement ramenées à une température de 15 °C et au niveau de la mer. À des altitudes supérieures, elles sont légèrement plus faibles.

Ceci montre la variété des approches et le potentiel dans ce domaine, destiné à connaître une évolution et un élargissement croissants.

4.2 Moteur à combustion interne

4.2.1 Types de moteurs utilisés

Parmi les différents types de moteurs à combustion interne existants (à allumage commandé – 2 temps, 4 temps, à piston rotatif – ou à allumage par compression – diesel 2 temps ou 4 temps), ce sont majoritairement ceux à 4 temps à allumage commandé qui sont utilisés pour la micro-cogénération (tableau 4.2).

Par contre, le combustible est en général du gaz (gaz naturel, propane, biogaz...) ou parfois du fioul ou du « biodiesel ». Le gaz naturel a pour avantage un réseau national de distribution et de faibles émissions après combustion dans le moteur.

Remarques

Le « biodiesel » est un combustible issu actuellement de plantes vivrières et qui n'a rien de commun avec la notion de biologique ou bio tel qu'utilisée généralement.

Les premiers moteurs à allumage commandé développés fin du XIX^e siècle par Beau de Rochas, Etienne Lenoir ou Nikolaus Otto fonctionnaient au gaz, l'essence ayant été utilisée plus tard.

Les moteurs diesel, s'ils font preuve d'une fiabilité et d'une durée de vie importantes, présentent des émissions plus élevées (SO₂, particules...) et des maintenances plus fréquentes. Les combustibles utilisés sont le fioul domestique, des huiles végétales ou des agro carburants (« biodiesel »).

Tous ces moteurs bénéficient de l'expérience accumulée dans l'industrie automobile, que ce soit en termes de technologies, de fiabilité ou de traitement des gaz brûlés.

Tableau 4.2 – Types de moteurs à combustion interne utilisés en micro-cogénération.

	Moteurs à allumage commandé	Moteurs à allumage par compression (diesel)
4 temps	****	**
Combustible	Gaz naturel, propane, biogaz...	Fioul, huiles végétales, agrocarburants...

Le principe du moteur à 4 temps à allumage commandé est bien connu et un rappel succinct est schématisé figure 4.6.

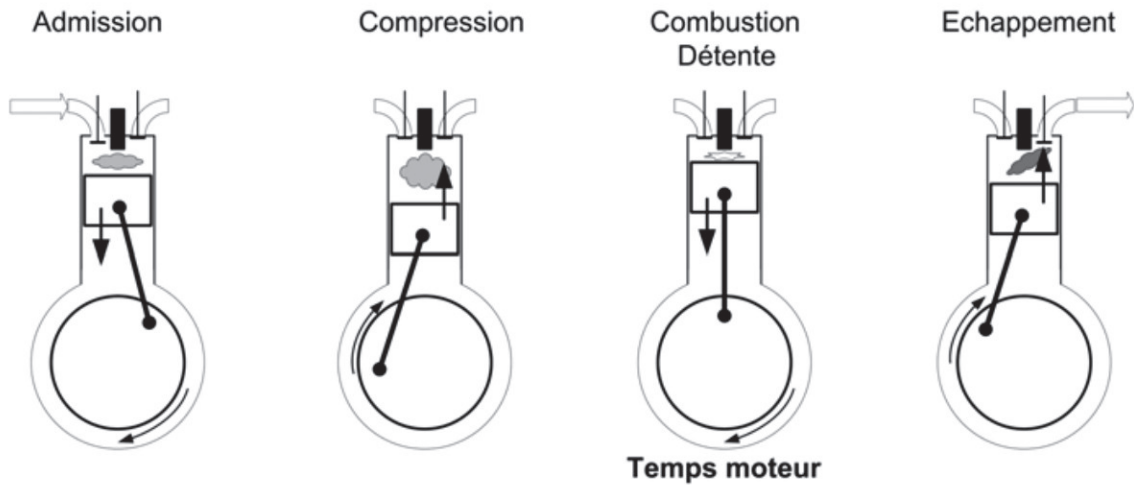


Figure 4.6 – Cycles du moteur 4 temps à allumage commandé.

■ Rendement mécanique des moteurs à combustion interne

Le fonctionnement des machines thermiques comme le moteur à combustion interne (essence, diesel...) est décrit par le cycle de Carnot (1796-1832). Ce cycle de 4 phases peut être représenté par un diagramme théorique de la pression dans le cylindre en fonction du volume (figure 4.7).

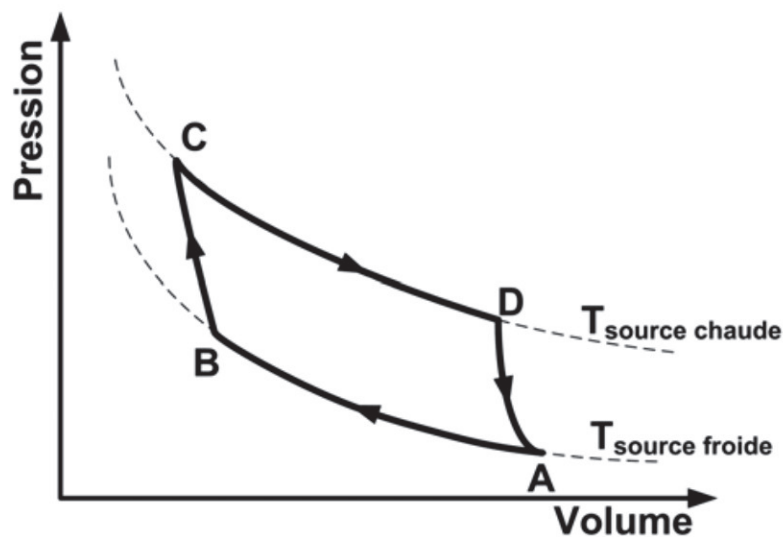


Figure 4.7 – Cycle de Carnot.

Carnot avait envisagé un cycle parfait dont le rendement maximal η ne dépend que des températures des sources chaudes et froides et est de :

$$\eta = 1 - (T_f/T_c)$$

avec T_f et T_c les températures respectives des sources froides et chaudes, exprimées en K ($T_{\text{Kelvin}} = T_{\text{Celsius}} + 273,15$).

Pour un moteur réel, le rendement mécanique est toujours inférieur au rendement de Carnot (frottements, pertes de chaleur...).

Celui-ci est de l'ordre de 20-25 % pour un moteur 4 temps à essence et peut aller jusqu'à 35-40 % pour un moteur diesel.

Le reste de l'énergie utilisée se retrouve sous forme de chaleur qui, dans une unité de micro-cogénération, est récupérée.

4.2.2 Unité de micro-cogénération Vaillant ecopower – 3 ou 4,7 kW_{él.}

■ Description

L'unité de cogénération Vaillant ecopower (figure 4.8 et tableau 4.3) est basée sur un moteur à 4 temps fonctionnant au gaz (gaz naturel ou propane) et se caractérisant par un traitement complet des émissions par catalyseur.



Figure 4.8 – Unité de micro-cogénération Vaillant ecopower (source : Vaillant ecopower).

Tableau 4.3 – Caractéristiques des modèles Vaillant ecopower.

Modèle	e3.0	e4.7
Moteur	4-temps 1 cylindre de 272 cm ³ refroidi par eau 1 200 à 2 400 t/mn	4-temps 1 cylindre de 272 cm ³ refroidi par eau 1 200 à 3 600 t/mn
Générateur électrique	synchrone à aimant permanent 3 × 400 V – 50 Hz	synchrone à aimant permanent 3 × 400 V – 50 Hz
Combustible	gaz naturel, propane	gaz naturel, propane

Tableau 4.3 – Caractéristiques des modèles Vaillant ecopower. (Suite)

Modèle	e3.0	e4.7
Puissance électrique	modulable 1,3 à 3,0 kW	modulable 1,3 à 4,7 kW
Puissance thermique	4,0 à 8,0 kW (pour gaz naturel)	4,0 à 12,5 kW (pour gaz naturel)
Rendement électrique	~ 25 %	~ 25 %
Rendement global	~ 90 %	~ 90 %
Dimensions (l × p × h)	760 × 1 370 × 1 080 mm	760 × 1 370 × 1 080 mm
Poids	395 kg	395 kg

■ Caractéristiques

Les faibles dimensions (figure 4.9) permettent de placer l'unité ecopower dans une annexe ou un local technique.



Figure 4.9 – Unité Vaillant ecopower dans un local technique (source : Vaillant ecopower).

■ Installation

L'espace et les connexions nécessaires à l'installation sont illustrées figure 4.10.

■ Programmation et contrôles

L'unité Vaillant ecopower fournit une puissance variable (par variation de la vitesse de rotation du moteur). La puissance électrique ou thermique fournie est proportionnelle à la vitesse de rotation dans la plage de fonctionnement (1 200 à 2 400 ou 3 600 t/mn, selon le modèle).

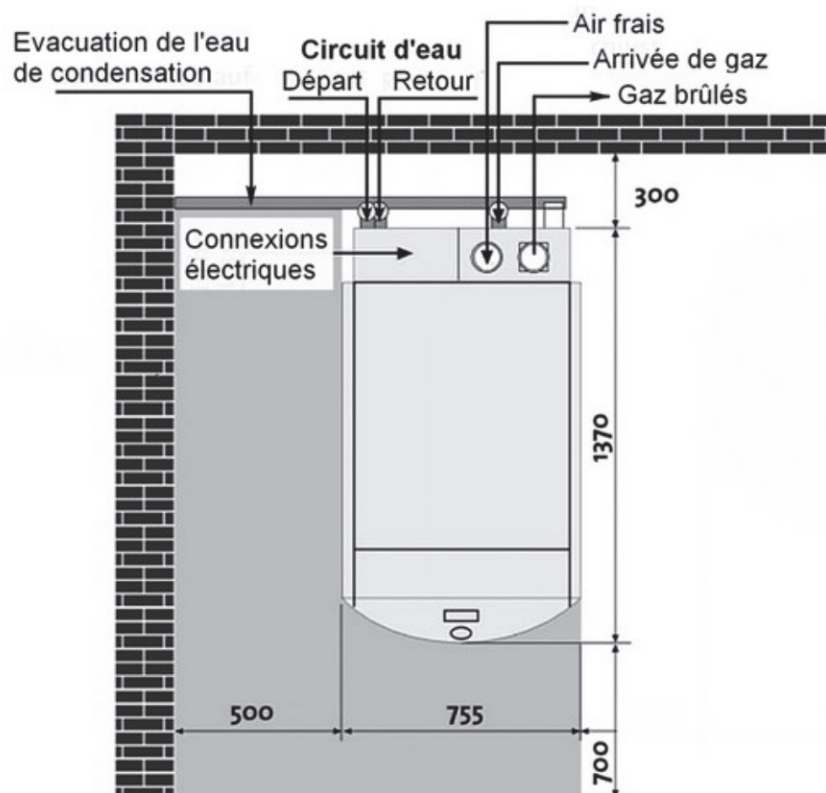


Figure 4.10 – Installation de l'unité Vaillant ecopower (source : Vaillant ecopower).

La programmation peut s'effectuer par un ordinateur connecté ou par le panneau intégré (figure 4.11). L'utilisation d'un ordinateur permet, de plus, l'accès à d'autres informations.



Figure 4.11 – Panneau de contrôle de l'unité de micro-cogénération Vaillant ecopower (source : Vaillant ecopower).

Les paramètres de pilotage sont, selon le type de priorité, la demande en chaleur, en électricité ou par programmation de la vitesse de rotation. Cette dernière option permet de faire tourner le moteur en charge partielle.

■ Démarrage

Le générateur sert au démarrage.

■ Fonctionnement

Composants

Le moteur entraîne le générateur ; les gaz d'échappement traversent le catalyseur, puis sont refroidis dans un échangeur (figure 4.12). Ils passent ensuite dans un silencieux pour réduire les nuisances sonores. Le moteur est refroidi par un échangeur thermique où circule l'eau du circuit externe de chauffage/eau chaude.

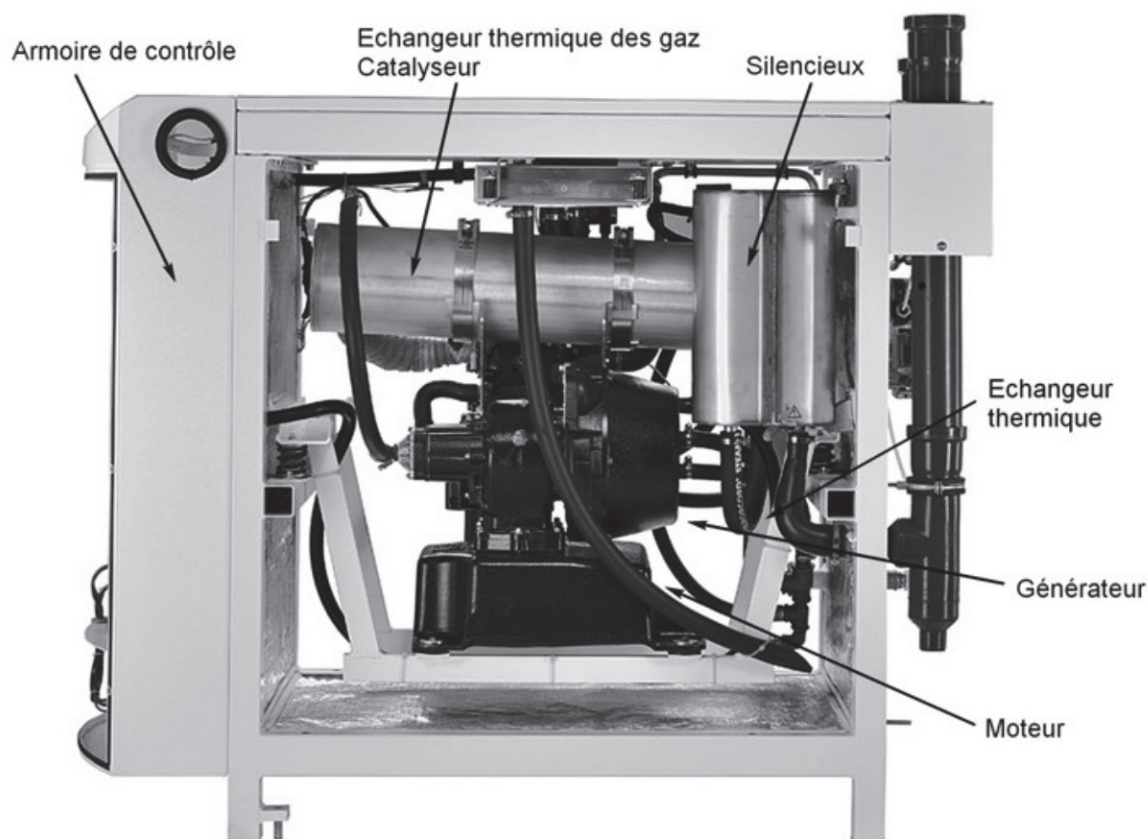


Figure 4.12 – Composants de l'unité de micro-cogénération Vaillant ecopower (source : Vaillant ecopower).

Puissance modulable

La puissance modulable de l'unité ecopower permet une optimisation de la puissance fournie. Lorsque les besoins sont supérieurs à la puissance maximale, l'unité de micro-cogénération fonctionne au régime maximum. Lorsque les besoins sont inférieurs, la puissance fournie par l'unité de micro-cogénération suit la courbe des besoins (figure 4.13).

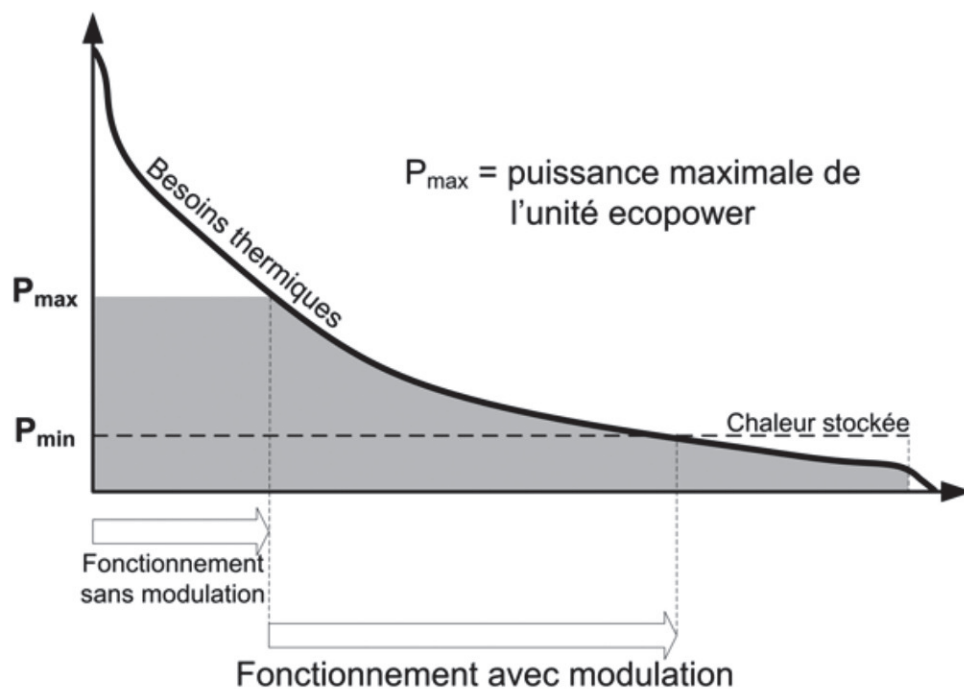


Figure 4.13 – Couverture des besoins thermiques avec modulation.

Plusieurs unités ecopower peuvent être couplées et pilotées.

Consommation de combustible

Pour l'unité e4.7 (1,3 à 4,7 kW_{él.}), la consommation en gaz naturel varie entre 0,59 et 1,9 m³/heure.

■ Maintenance, durée de vie

Le moteur a une durée de vie de 40 000 heures et nécessite une maintenance toutes les 4 000 heures ou au moins une fois par an (huile de lubrification, filtre à air, bougies...).

■ Autres caractéristiques

☐ Émissions

L'unité de micro-cogénération Vaillant ecopower est équipée d'un catalyseur 3 voies. Un tel catalyseur permet de traiter les gaz issus du moteur (combustible non brûlé, CO et NO_x/oxydes d'azote).

Les résultats des mesures des émissions sont les suivants :

- NO_x < 50 mg/Nm³ avec 5 % d'oxygène.
- CO < 115 mg/Nm³ avec 5 % d'oxygène.

☐ Niveau sonore

Inférieur à 50 dB (A) à 2 m pour le modèle e3.0.

Inférieur à 56 dB (A) à 2 m pour le modèle e4.7.

□ Certification

L'unité de micro-cogénération Vaillant ecopower bénéficie du marquage CE.

■ Statuts

En production depuis 1999.

Environ 500 unités sont vendues par an.

4.2.3 Unité de micro-cogénération Baxi/Senertec – Modèle Dachs – 5 à 5,5 kW_{él.}

Senertec fait partie du groupe britannique Baxi qui est le troisième producteur européen de chaudières avec près d'un million d'unités en 2008. En France, la société Baxi est présente sous les marques Chappée et Ideal Standard.

■ Description

Le modèle Dachs (« blaireau » en allemand) est une unité de cogénération compacte (figure 4.14) pouvant alimenter une ou plusieurs maisons individuelles ou un petit immeuble ; il peut aussi être un appoint pour un hôtel, PME...



Figure 4.14 – Unité de micro-cogénération Senertec Dachs G 5.5
(source : Baxi Senertec).

■ Caractéristiques

L'unité de micro-cogénération Dachs fournit une puissance constante sans possibilité de variation (tableau 4.4).

Tableau 4.4 – Caractéristiques des modèles Dachs.

Moteur	4 temps 1 cylindre de 578 cm ³ (Fichtel & Sachs)
Générateur électrique	asynchrone à entraînement par engrenage 3 045 tours/mn Triphasé, 230 V/400 V – 50 Hz
Combustible	gaz naturel, biogaz, propane, fioul domestique, « biodiesel » ou huile de colza
Puissance électrique	5 ou 5,5 kW constants selon le combustible
Puissance thermique	10,3 à 12,5 kW constants selon le combustible
Rendement électrique	26 à 30 % selon le combustible
Rendement global	88 % pour le modèle au gaz naturel
Dimensions (largeur × profondeur × hauteur)	720 × 1 070 × 1 000 mm
Poids	~ 530 kg

La famille d'unités de cogénération Dachs comporte plusieurs modèles :

- Dachs G 5.5 alimenté en gaz naturel.
- Dachs G 5.5 « Low NO_x » avec faibles émissions en NO_x (oxydes d'azote).
- Dachs F 5.5 « Low NO_x » alimenté au propane avec faibles émissions en NO_x.
- Dachs HR 5.3 alimenté au fioul domestique ou « biodiesel ».
- Dachs RS 5.0 alimenté en huile de colza.
- Dachs W pour un fonctionnement autonome (sans accès au réseau électrique).
- Dachs NE pour utilisation comme unité de secours (alimentation sans interruption).

Seul le modèle G 5.5 fonctionnant au gaz naturel sera décrit ici en détail.

Ses principaux composants sont (figure 4.15) :

- Le moteur 4 temps.
- Le générateur électrique (refroidi par eau).
- L'échangeur thermique.
- L'unité de régulation et de contrôle.

Au-dessus du moteur se trouvent le silencieux d'échappement et le catalyseur d'oxydation. L'unité de micro-cogénération Dachs est équipée d'un condenseur (figures 4.16 et 4.17) avec un échangeur thermique qui permet de récupérer l'énergie restant dans les gaz brûlés et aussi de refroidir l'huile de lubrification.

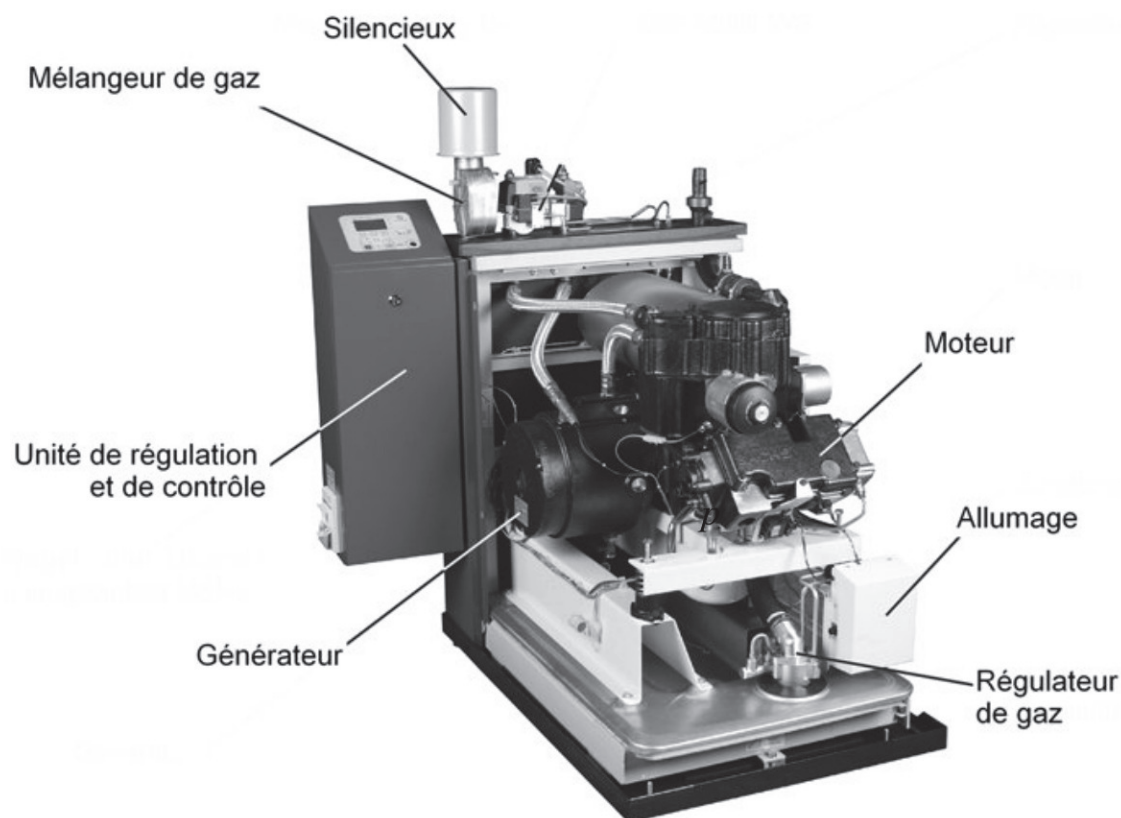


Figure 4.15 – Composants de l'unité de micro-cogénération Senertec Dachs G 5.5
(source : Baxi Senertec).

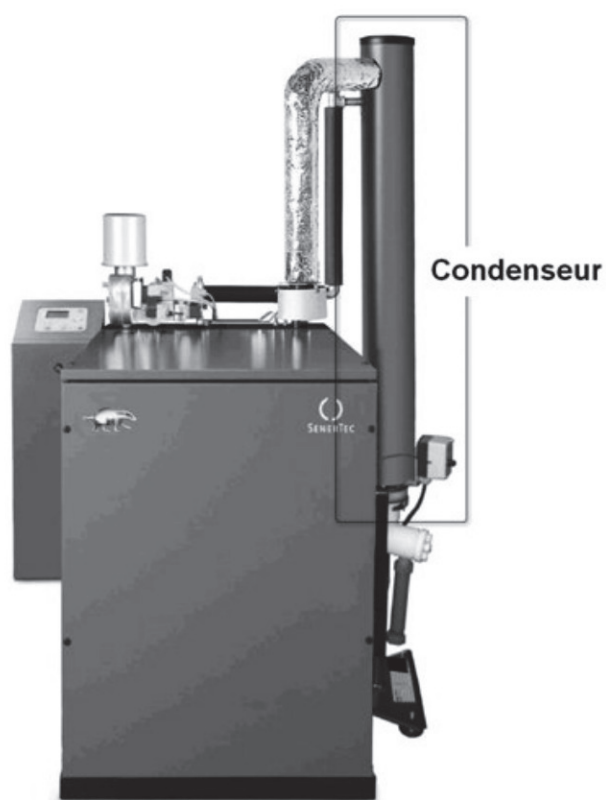


Figure 4.16 – Dachs avec condenseur
(source : Baxi Senertec).

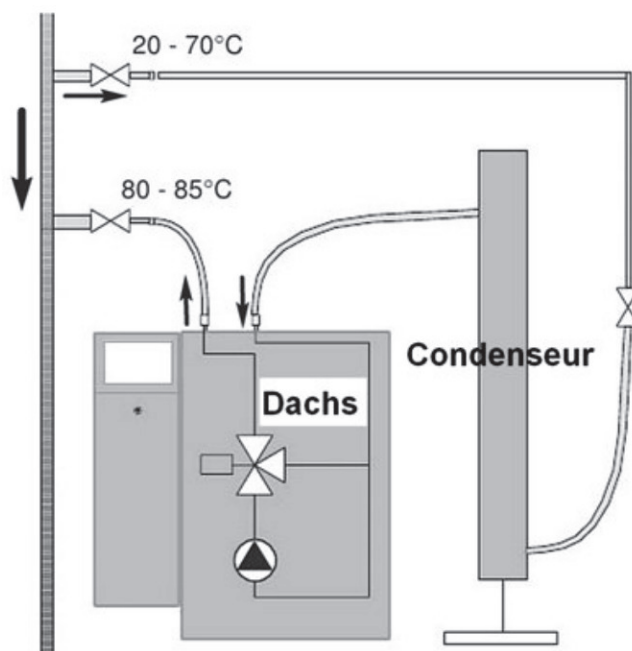


Figure 4.17 – Condenseur dans le circuit hydraulique (source : Baxi Senertec).

La température de sortie directe des gaz est de 150 °C environ. Avec le condenseur et une eau de refroidissement avec une température d'entrée de 35 °C, les gaz sont refroidis jusqu'à 55 °C. On récupère ainsi environ 0,8 à 3,0 kWh_{th} supplémentaires.

■ Installation

Les conditions à respecter ne diffèrent pas de celles d'une chaudière avec, par exemple, l'accès (figure 4.18), l'évacuation des gaz brûlés...

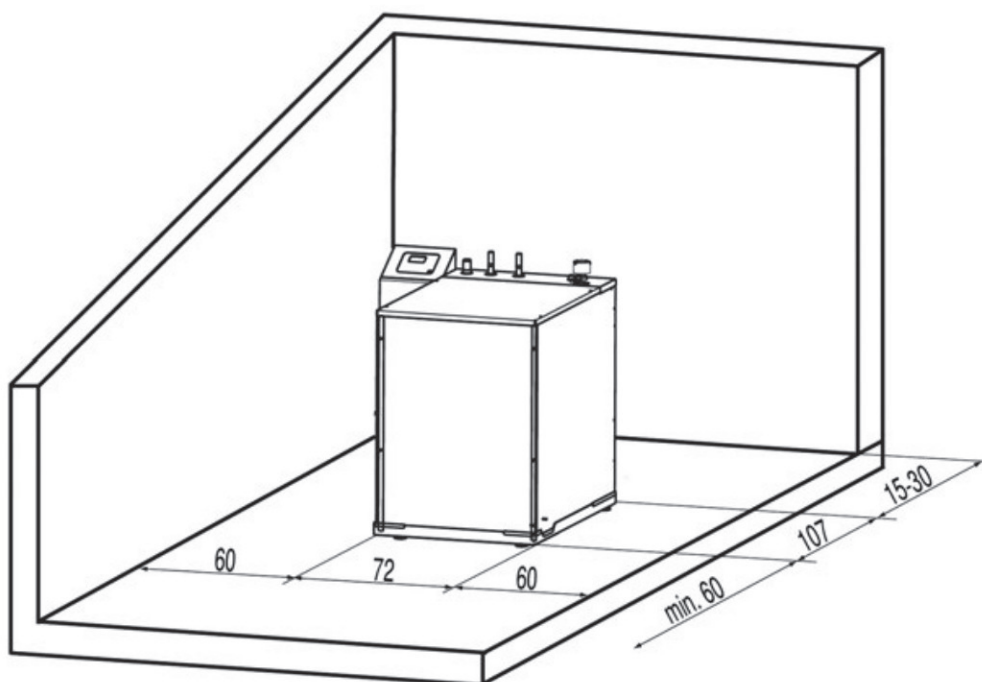


Figure 4.18 – Installation d'une unité Dachs (source : Baxi Senertec).

■ Programmation et contrôles

Celle-ci se fait par un panneau de contrôle (figure 4.19) où l'utilisateur a directement accès à un certain nombre de paramètres.

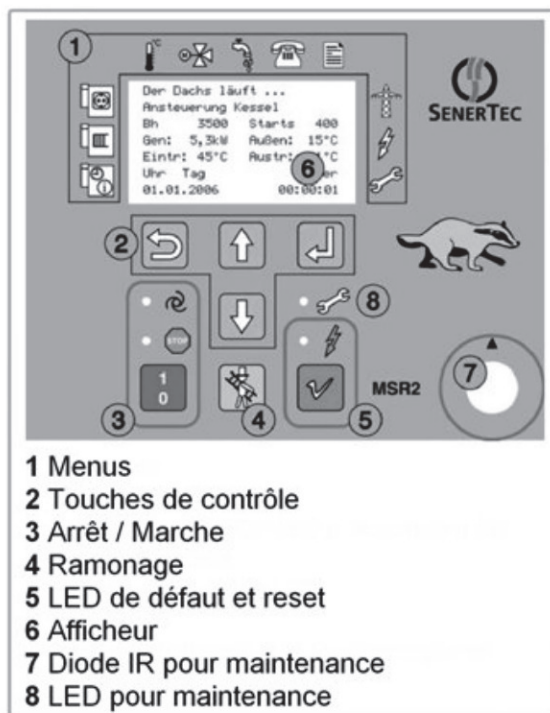


Figure 4.19 – Panneau de contrôle
(source : Baxi Senertec).

Une liaison par modem au serveur de Senertec est aussi possible (figure 4.20). Elle permet de suivre l'évolution de la production thermique et électrique et aussi d'intervenir en cas de problème ou du moins d'établir un premier diagnostic.

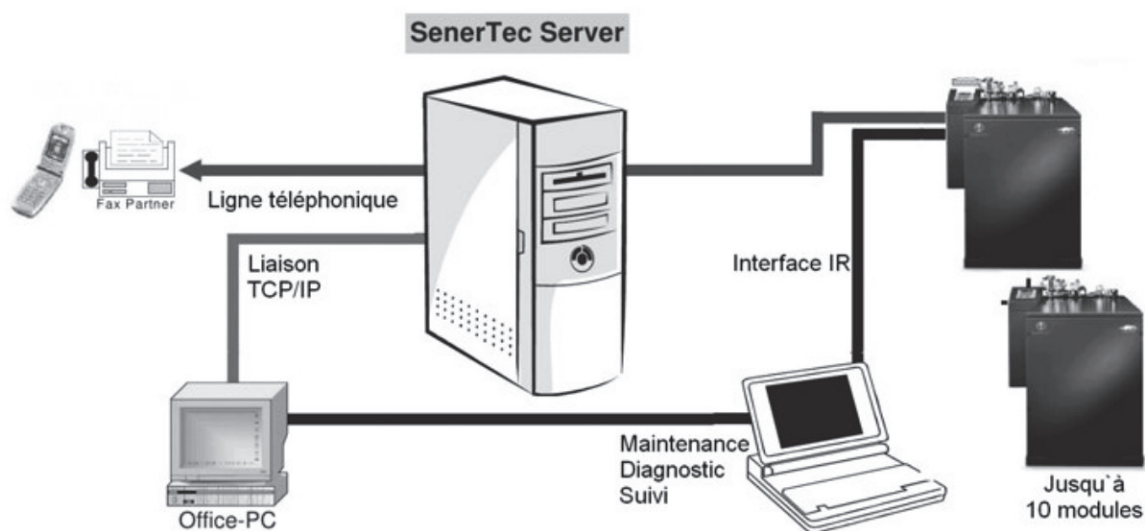


Figure 4.20 – Liaison au serveur central Senertec
(source : Baxi Senertec).

■ Démarrage

Un starter alimenté sous 12 V assure le démarrage : le temps de démarrage varie entre 2 et 5 secondes.

■ Fonctionnement

L'unité de micro-cogénération Senertec Dachs est pilotée par la demande en chaleur : comme la puissance fournie est constante (sans modulation), l'utilisation optimale est faite en combinant un stockage de chaleur et, éventuellement, une chaudière d'appoint.

Il est possible d'installer jusqu'à 10 unités en cascade avec pilotage par une seule unité.

Consommation de combustible

En régime nominal : 2 m³ de gaz naturel par heure.

■ Maintenance

La fréquence de maintenance varie selon le modèle. Elle est de 3 500 heures pour le modèle au gaz naturel.

■ Autres caractéristiques☐ **Émissions**

Selon le modèle, des mesures sont prises afin de réduire les émissions et, éventuellement, de répondre aux normes nationales (en Allemagne par exemple, les émissions des chaudières sont réglementées).

Les modèles fonctionnant au gaz naturel ou au propane sont équipés d'un catalyseur d'oxydation ; de plus leur moteur fonctionne en régime maigre.

Remarques

Un catalyseur d'oxydation réduit les émissions de CO ou de gaz non brûlés en les oxydant (transformation complète en CO₂, H₂O).

En régime maigre, on envoie plus d'air que nécessaire pour la combustion de façon à avoir une combustion la plus totale possible du combustible.

Les modèles utilisant le fioul, le « biodiesel » ou l'huile de colza sont équipés d'un filtre à particules.

☐ **Niveau sonore**

Il se situe entre 52 et 58 dB(A), l'ensemble étant protégé par un capot de protection.

☐ **Certification**

Les modèles Dachs bénéficient du marquage CE et sont agréés par le TÜV de Bavière.

■ Statuts

La société Baxi Senertec commercialise ce modèle depuis les années 1997. En 2004, la 10 000^e unité était produite, puis la 15 000^e fin 2006.

Plus de 18 000 installations étaient en service fin 2008, ce qui en fait l'unité de micro-cogénération la plus vendue en Europe.

4.2.4 Unité de micro-cogénération EC Power XRGI 15G-TO – 6 à 15,2 kW_{él.}

La société danoise EC Power, créée en 1994, fait partie depuis 2002 du groupe norvégien StatoilHydro.

■ Description

L'unité de micro-cogénération EC Power (figure 4.21) possède, comparée aux unités précédentes, une puissance électrique maximale beaucoup plus élevée (tableau 4.5). Son utilisation sera donc plus adaptée à des hôtels, maisons de retraite, magasins, PME... où les besoins électriques sont plus importants.

Elle reste malgré tout compacte en termes d'encombrement.

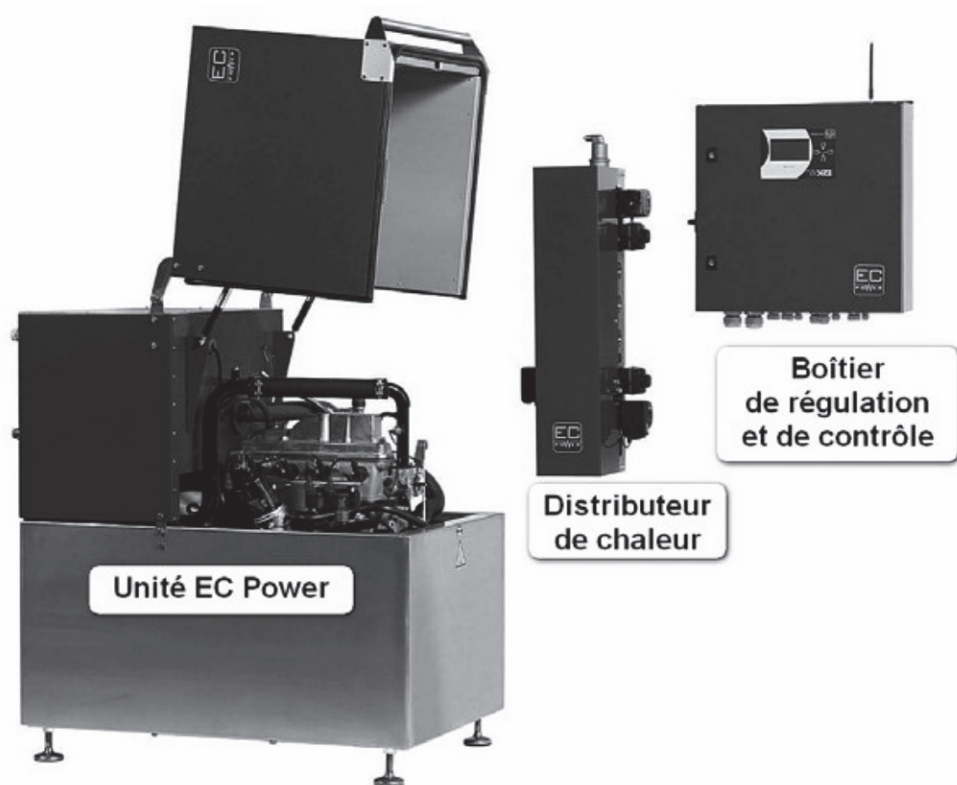


Figure 4.21 – Unité de micro-cogénération EC Power (source : EC Power).

■ Caractéristiques

Tableau 4.5 – Caractéristiques du modèle EC Power XRGI 15G-TO.

Moteur	Toyota 2 237 cm ³ 4 cylindres
Générateur électrique	asynchrone, refroidi par eau triphasé, 400 V – 50 Hz
Combustible	gaz naturel, propane
Puissance électrique	6 à 15,2 kW

Tableau 4.5 – Caractéristiques du modèle EC Power XRGI 15G-TO. (Suite)

Puissance thermique	17 à 30 kW
Rendement électrique	jusqu'à 30 % à pleine puissance
Rendement global	> 92 %
Dimensions (largeur × profondeur × hauteur)	1 250 × 1 110 × 750 mm
Poids	700 kg

Il existe une version plus puissante (4 à 17 kW_{él.}) fonctionnant au fioul ou au « biodiesel ».

■ Installation

L'unité de micro-cogénération EC Power s'intègre dans un système (figure 4.22) avec une chaudière et un stockage d'appoint afin d'optimiser les différents modes de programmation.

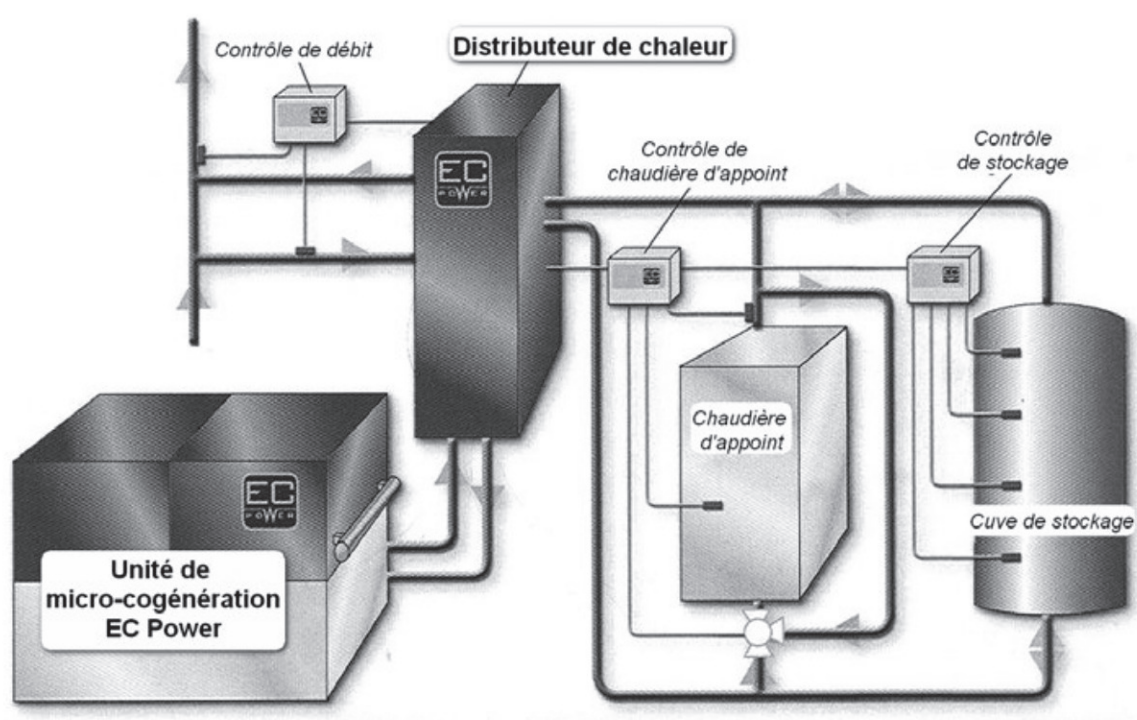


Figure 4.22 – Système EC Power
(source : EC Power).

Un distributeur de chaleur (figures 4.23 et 4.24) permet une intégration avec le circuit de chauffage et/ou d'eau chaude, la chaudière d'appoint, le ballon de stockage de chaleur et une gestion thermique interne : si la température de retour du circuit externe est trop élevée – supérieure à 75 °C – elle est renvoyée directement vers la cuve de stockage.

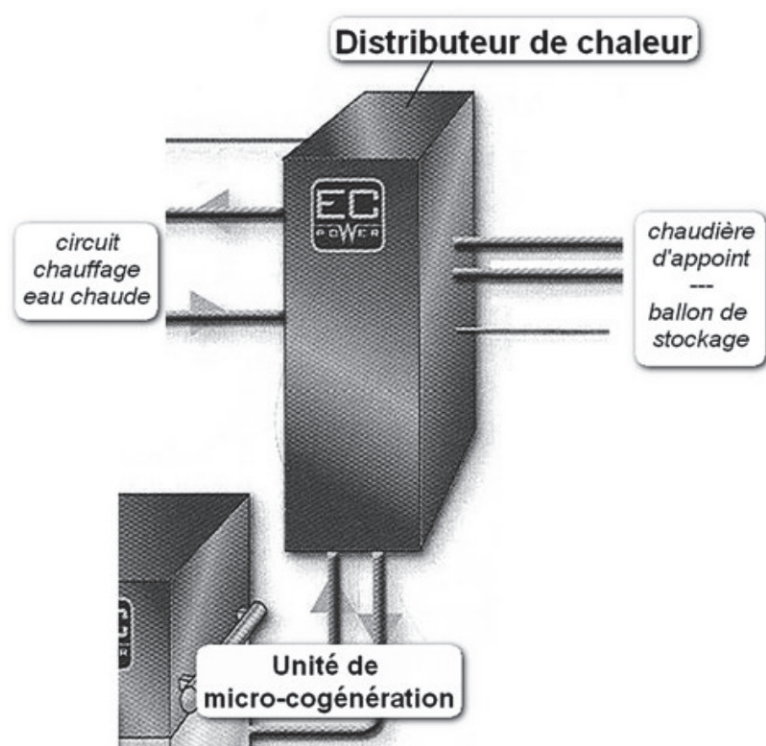


Figure 4.23 — Fonctions du distributeur de chaleur (source : EC Power).

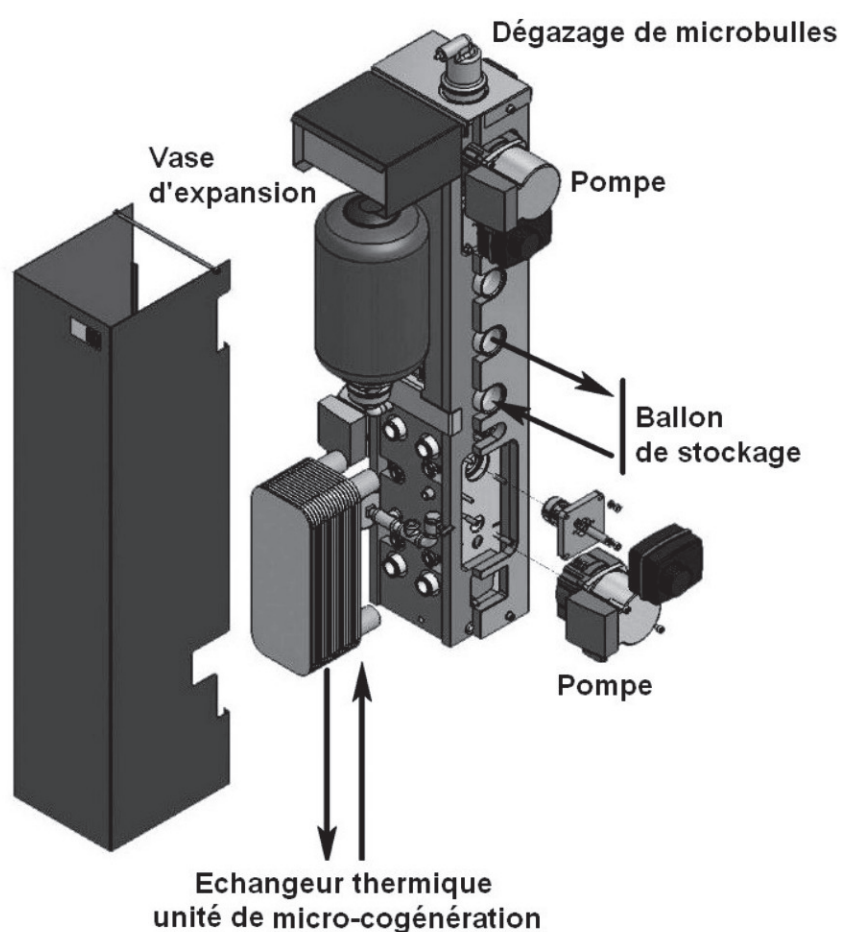


Figure 4.24 — Composants du distributeur de chaleur (source : EC Power).

■ Programmation et contrôles

L'unité de micro-cogénération EC Power est contrôlée par un boîtier externe (figure 4.25).



Figure 4.25 – Boîtier de contrôle externe
(source : EC Power).

Un serveur central chez EC Power peut suivre le fonctionnement de l'unité de micro-cogénération et signaler les dysfonctionnements éventuels.

Il est aussi possible de programmer à distance l'unité de micro-cogénération EC Power par l'intermédiaire d'un modem.

Jusqu'à 5 unités peuvent être installées en parallèle et pilotées.

■ Démarrage

Le générateur électrique asynchrone (figure 4.26), alimenté alors par le secteur, sert au démarrage du moteur.

Il est entraîné directement par le moteur, sans roulement (technologie brevetée), ce qui assure une durée de vie importante.

■ Fonctionnement

La puissance modulable permet un fonctionnement très souple et une adaptation aux besoins thermiques ou électriques.

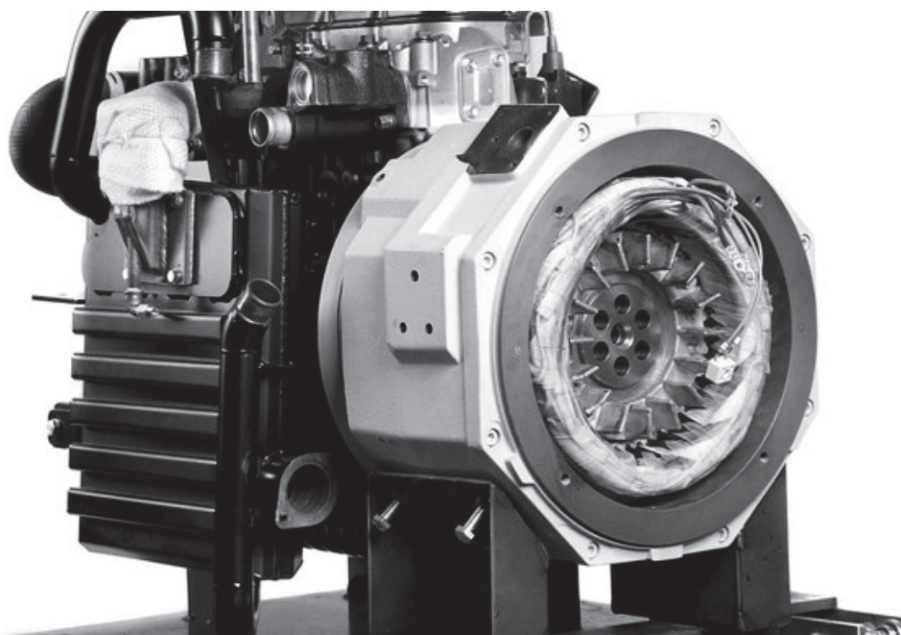


Figure 4.26 – Générateur de l'unité de micro-cogénération EC Power (source : EC Power).

Le pilotage de l'unité de micro-cogénération EC Power peut se faire en donnant la priorité aux **besoins thermiques**, aux **besoins électriques** ou, en cas de besoins thermiques faibles, à la **production d'électricité injectée dans le réseau** (en fonction éventuellement du prix du combustible et du prix d'achat de l'électricité).

Le mode de pilotage peut être automatique, c'est-à-dire que l'unité de micro-cogénération détermine le mode optimal en fonction des besoins (auto adaptation).

L'addition d'un (ou de plusieurs) ballon(s) de stockage augmente la flexibilité de fonctionnement en récupérant la chaleur produite lorsque les besoins thermiques sont faibles.

Le réseau Q-network relie les différents capteurs (température, débit) et permet un fonctionnement optimisé de l'unité de micro-cogénération. Lorsque plusieurs unités sont connectées, un boîtier (Modul-Manager) gère leur fonctionnement.

■ Maintenance

Une maintenance de base est requise toutes les 8 500 heures (ce qui correspond à une année de fonctionnement sans interruption) qui consiste en un changement de bougies, de filtre à air et d'huile du moteur.

Le moteur est donné pour une durée de vie de 40 000 heures sans révision.

■ Autres caractéristiques

□ Émissions

L'utilisation d'un catalyseur d'oxydation permet de réduire les émissions.

Les valeurs sont de :

- CO : 46 mg/m³ (à puissance partielle) et 89 (à pleine puissance) avec 5 % d'oxygène.
- NO_x : 49 mg/m³ (à puissance partielle) avec 5 % d'oxygène.

□ Niveau sonore

Il est inférieur à 49 dB(A) à 1 m, l'ensemble étant protégé par un capot de protection en acier, isolé par 50 mm de laine minérale.

■ Statuts

L'unité de micro-cogénération EC Power se distingue des autres unités non seulement par la puissance électrique fournie qui la destine plus à de l'habitat collectif, à des hôtels, des maisons de retraite, mais aussi par la fiabilité qui lui permet de fonctionner pratiquement en continu sur une année.

L'unité de micro-cogénération EC Power a été primée en 2008 par la revue allemande « Énergie & Management » pour une application alimentant un groupe d'immeubles comportant 25 logements.

Les 2 modèles présentés sont sur le marché depuis 2005.

4.2.5 Honda MCHP (système Ecowill) – 1kW_{él}.

Depuis sa mise sur le marché japonais en 2003 (et aux États-Unis et au Canada en 2006), l'unité de micro-cogénération Honda MCHP (Micro-sized Combined Heat and Power system) a connu un succès sans équivalent : plusieurs dizaines de milliers sont en service (81 000 fin 2008), associées à un ballon de stockage d'eau chaude. L'ensemble est appelé Ecowill par les compagnies de gaz impliquées dans ce programme.

Ce succès est principalement dû à un appui des compagnies de gaz japonaises (Osaka Gas, Tokyo Gas...) et une politique gouvernementale de subventions qui en fait l'unité de micro-cogénération la moins chère sur le marché (prix au Japon inférieur à 6 000 € en 2009). Un objectif fixé par les compagnies de gaz japonaises est d'atteindre 235 000 unités Ecowill installées au Japon d'ici mars 2011.

Aux États-Unis, la société Climate Energy LLC commercialise l'unité Honda MCHP sous le nom de Freewatt depuis 2007-2008. L'ensemble comprend une chaudière et un ballon de stockage d'eau chaude.

■ Description

L'unité de micro-cogénération Honda MCHP est une unité extrêmement compacte (figure 4.27) qui, au Japon, est généralement placée à l'extérieur.



Figure 4.27 – Unité de micro-cogénération Honda MCHP (source : Honda Motor).

■ Caractéristiques

Tableau 4.6 – Caractéristiques de l'unité de micro-cogénération Honda MCHP (modèle Japon).

Moteur	4 temps refroidi par eau 1 cylindre horizontal – 163 cm ³
Générateur électrique	Multipolaire à aimant permanent (27 pôles)
Combustible	Gaz naturel
Puissance électrique nominale	1 kW
Puissance thermique	2,8 kW
Rendement électrique	~ 22 %
Rendement global	~ 85 %
Dimensions (largeur × profondeur × hauteur)	580 × 380 × 880 mm
Poids	82 kg

■ Installation

Au Japon, l'unité de micro-cogénération MCHP est associée à un système de stockage et de distribution thermique comportant un ballon de 150 litres (figure 4.28).

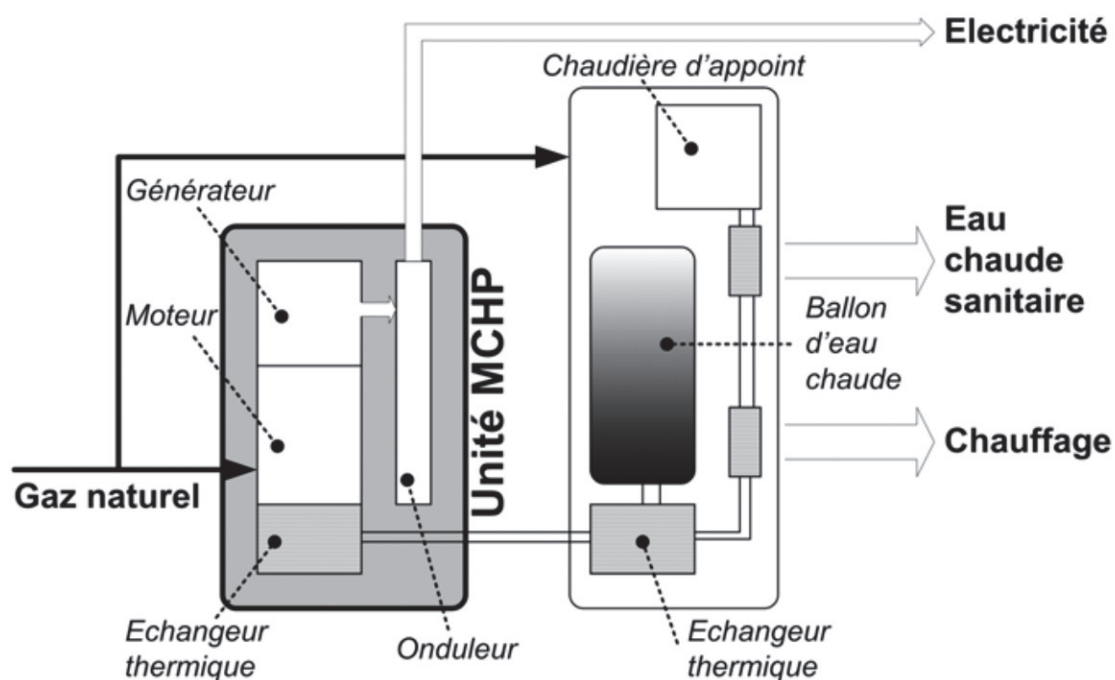


Figure 4.28 – Système Ecovill autour de l'unité de micro-cogénération Honda MCHP.

■ Fonctionnement

L'unité de micro-cogénération Honda MCHP (figure 4.29) est pilotée par la demande en chaleur. L'excédent d'électricité est injecté dans le réseau.

Le générateur assure aussi le démarrage du moteur.

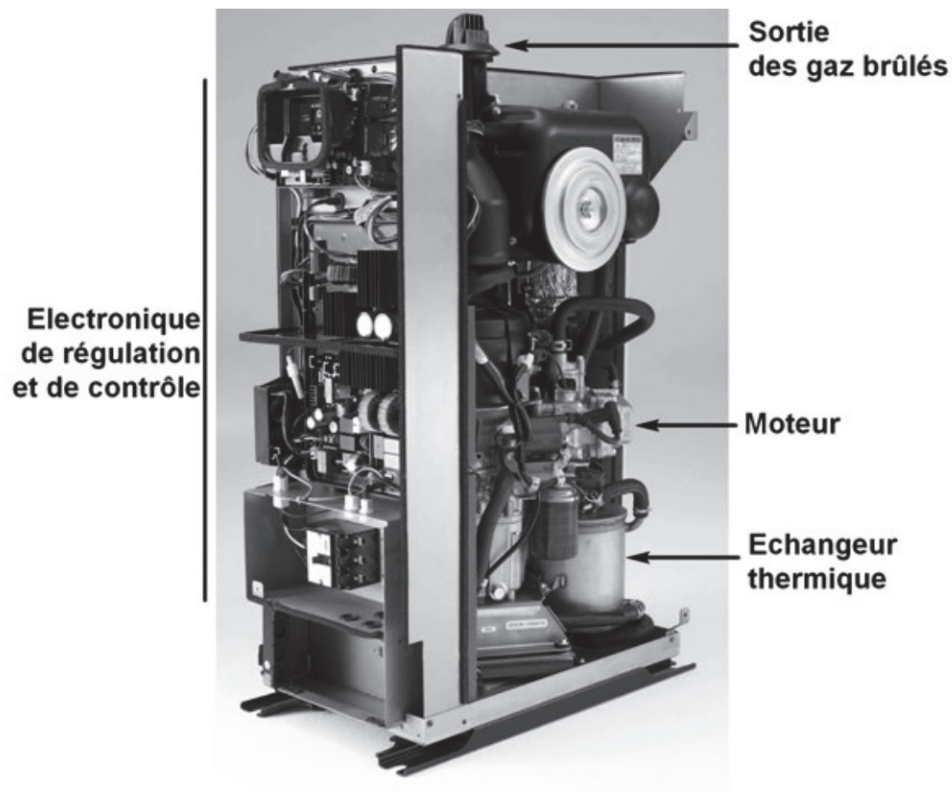


Figure 4.29 – Composants internes de l'unité MCHP (source : Honda Motor).

■ Maintenance

La maintenance normale est recommandée toutes les 6 000 heures. La durée de vie de l'unité de micro-cogénération est de 20 000 heures ou 10 ans.

■ Autres caractéristiques

☐ Émissions

Un catalyseur 3 voies assure le traitement des gaz d'échappement, ce qui permet de réduire les émissions à moins de 60 ppm pour les NO_x .

☐ Niveau sonore

Il est inférieur à 44 dB(A).

■ Statuts

Une version plus puissante MCHP De Luxe fournissant $1,8 \text{ kW}_{\text{él}}$ en pointe et $3,26 \text{ kW}_{\text{th}}$ a été présentée en 2008.

La société allemande Vaillant a signé en 2009 un accord avec Honda pour adapter l'unité de micro-cogénération Ecowill au marché européen. Les principales modifications portent sur l'alimentation en gaz naturel et la partie électrique (220 V – 50 Hz pour l'Europe).

4.3 Moteur Stirling

4.3.1 Principe et fonctionnement du moteur Stirling

Contrairement au moteur à combustion interne (voir 4.2) où le carburant est brûlé dans la chambre à combustion avec transformation en énergie mécanique, le moteur Stirling fonctionne en circuit fermé, l'apport de chaleur étant externe (figure 4.30).

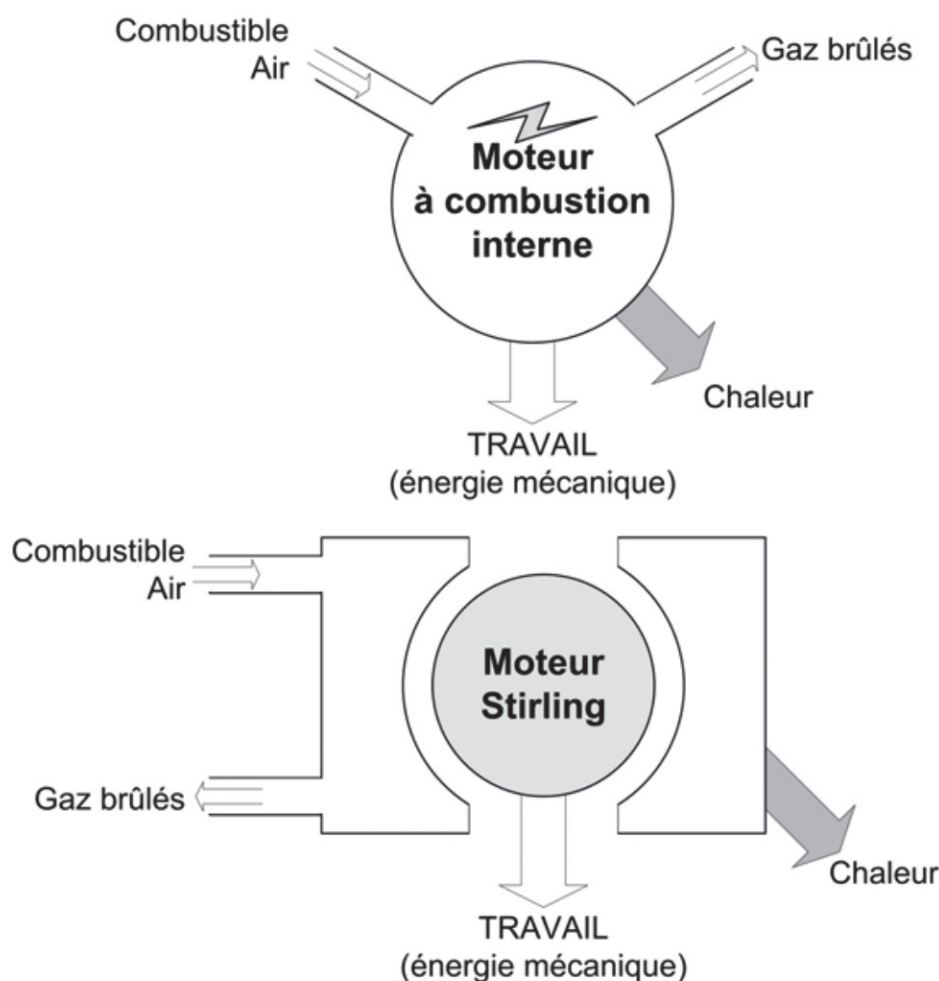


Figure 4.30 – Comparaison des principes de moteurs à combustion interne et Stirling.

■ Invention

En septembre 1816, le révérend Robert Stirling (1790-1878), un pasteur écossais, cherchant une alternative plus sûre aux machines à vapeur, dépose un brevet pour ce qu'il nomme un économiseur (appelé plus tard régénérateur). Il décrit un moteur incluant son invention qui fonctionne en système fermé avec un piston moteur et un piston dit déplaceur.

Remarque

Deux modèles construits par Robert Stirling existent encore (au Royal Scottish Museum et à l'Université de Glasgow).

L'invention du moteur Stirling se place entre la machine à vapeur (1790) et le moteur à combustion interne (1862-1880). Il a eu cependant peu de débouchés commerciaux et ce n'est que vers 1930 que les recherches ont repris, surtout par la société Philips.

Le terme « moteur Stirling » a été proposé par Rolf Meijer pour désigner les moteurs fonctionnant en circuit fermé.

■ Fonctionnement

□ Composants du moteur Stirling

Le moteur Stirling est donc un moteur à combustion externe.

Il se compose (figure 4.31) d'un (ou plusieurs) piston(s), d'un régénérateur, d'une source de chaleur et d'une zone de refroidissement (échangeur thermique), l'enceinte ainsi formée contenant le gaz de travail.

Un système cinématique (bielles par exemple) permet de coordonner les mouvements des pistons afin de récupérer l'énergie mécanique.

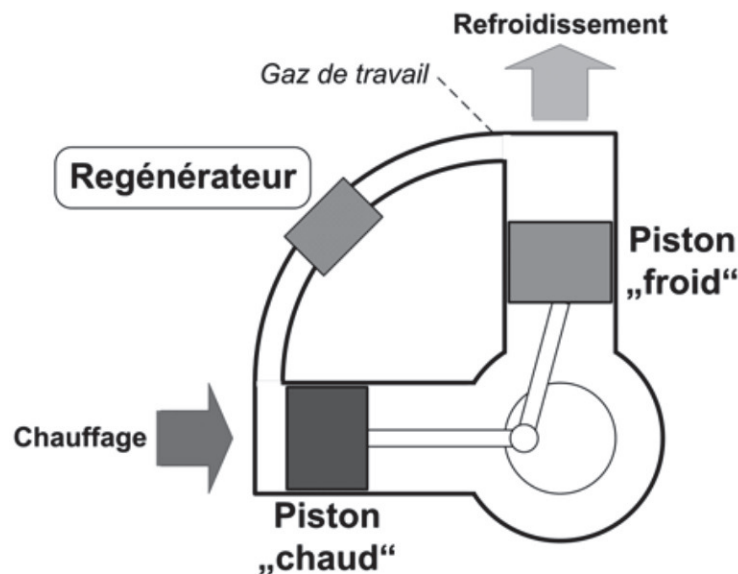


Figure 4.31 – Composants du moteur Stirling (schématisés).

□ Fonctionnement

La figure 4.32 illustre le principe de fonctionnement d'un moteur Stirling.

L'apport de chaleur (source chaude) se fait généralement par un brûleur fonctionnant au gaz naturel, bois, fioul... (on peut aussi utiliser le rayonnement solaire ou toute autre source de chaleur).

Cette chaleur chauffe le gaz de travail qui se détend et pousse le **piston « chaud »** appelé aussi **balayeur** ou **déplaceur** (étape 1). Ce dernier est relié mécaniquement au **piston « froid »** (**piston moteur**) qui est entraîné et « aspire » le gaz de travail vers la zone froide (étape 2) en traversant le régénérateur (qui est un échangeur

thermique temporaire évitant que le gaz ne se réchauffe et ne se refroidisse de façon cyclique) avant de céder la chaleur à la source froide (étape 3). Le gaz refroidi se contracte et le piston « froid » le renvoie vers la zone chauffée où le cycle recommence (étape 4).

Ces transferts de gaz de travail permettent par le déplacement des pistons de récupérer l'énergie mécanique qui peut entraîner un générateur électrique.

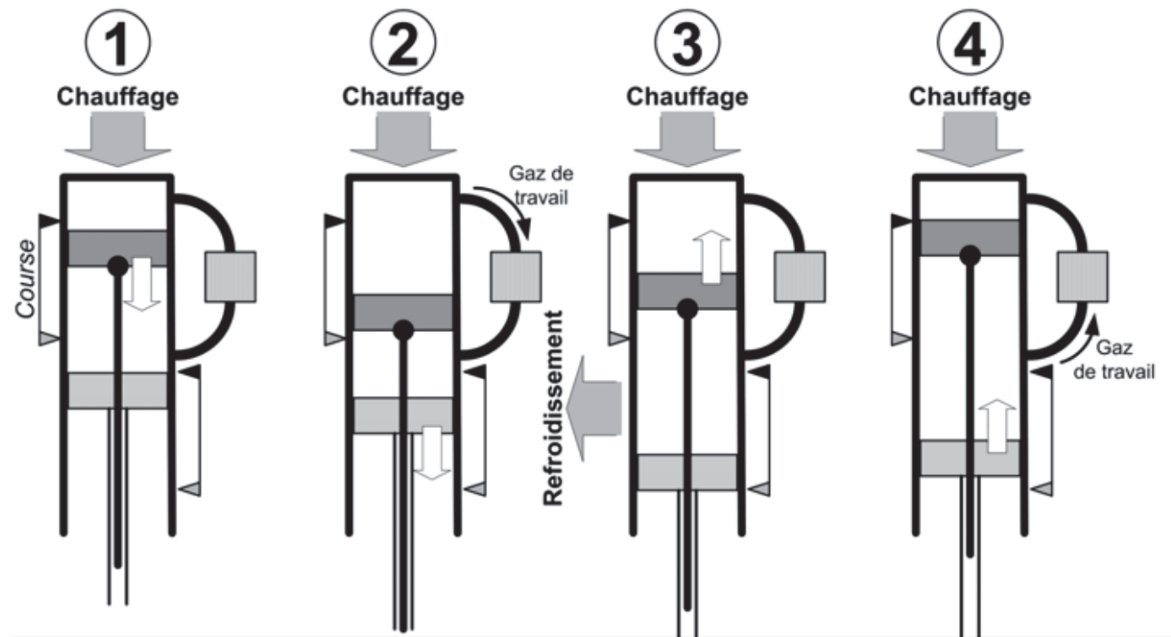


Figure 4.32 – Principe de fonctionnement d'un moteur Stirling.

□ Cycle du moteur Stirling

Les 4 étapes du cycle Stirling sont (figure 4.33) :

- Chauffage à volume constant (isochore) ; c'est la phase motrice.
- Détente à température constante (isotherme).
- Refroidissement à température constante.
- Compression à volume constant.

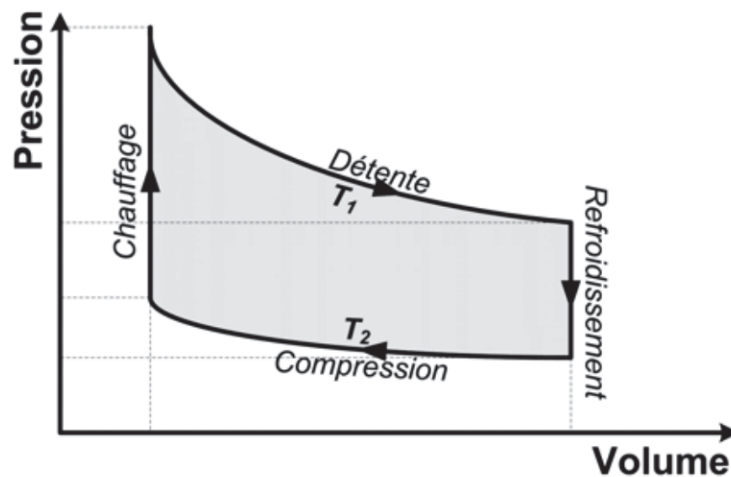


Figure 4.33 – Cycle du moteur Stirling.

□ Rendement du moteur Stirling

Le moteur Stirling obéit à la loi de Carnot : son rendement maximal est fonction des températures de la source chaude, T_c , et de la source froide, T_f . Il est donné par la relation (températures en K) :

$$\eta = 1 - (T_f/T_c)$$

Cependant, les rendements mécaniques obtenus sont supérieurs à ceux des moteurs à combustion interne. Ils peuvent atteindre 40 %.

■ Types de moteurs Stirling

□ Type Alpha

Ce type de moteur comporte deux pistons, reliés mécaniquement, dans deux cylindres séparés et connectés par le régénérateur. C'est l'exemple montré figure 4.31.

□ Type Beta

Dans ce type de moteur Stirling, les deux pistons sont placés dans le même cylindre

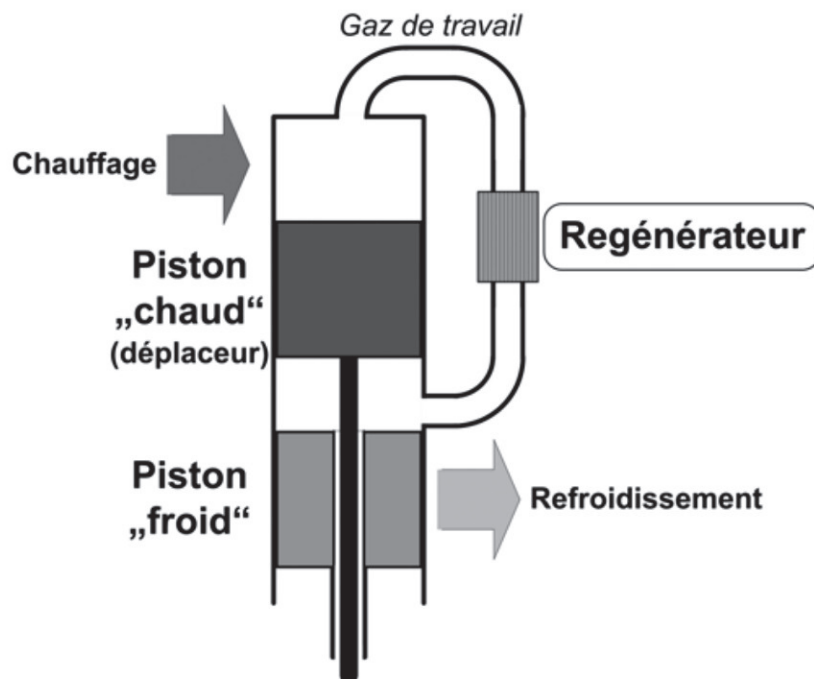


Figure 4.34 – Moteur Stirling Beta.

□ Type Gamma

Le type Gamma est un moteur de type Beta avec le piston moteur séparé physiquement du déplaceur. Les deux pistons sont cependant reliés mécaniquement (figure 4.35).

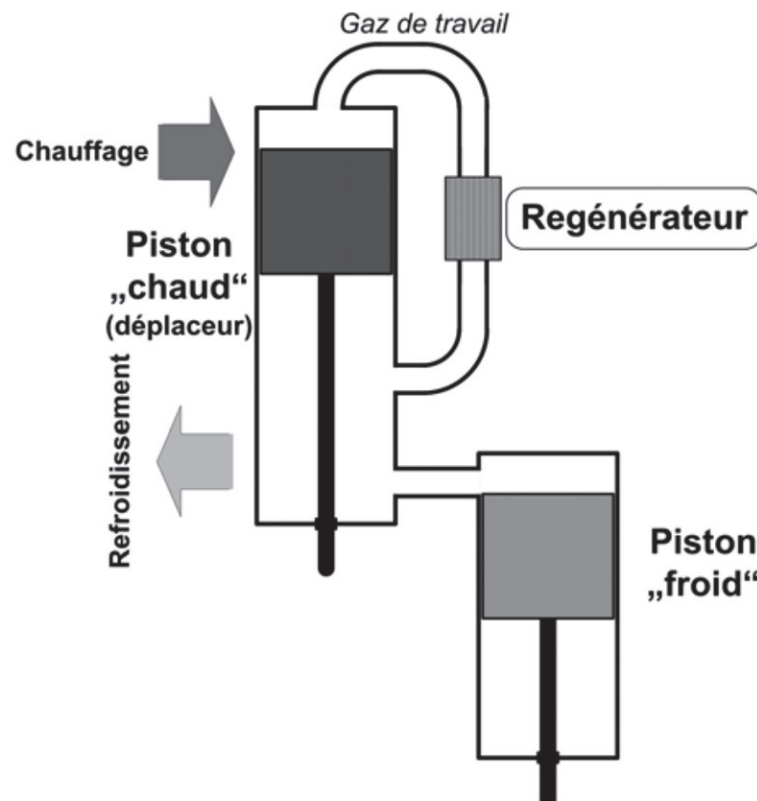


Figure 4.35 – Moteur Stirling Gamma.

□ **Moteur Stirling à piston libre (« free piston Stirling engine »)**

Les deux pistons sont dans une enceinte étanche (pas de pertes de gaz de travail ou de problèmes d'étanchéité) (figure 4.36).

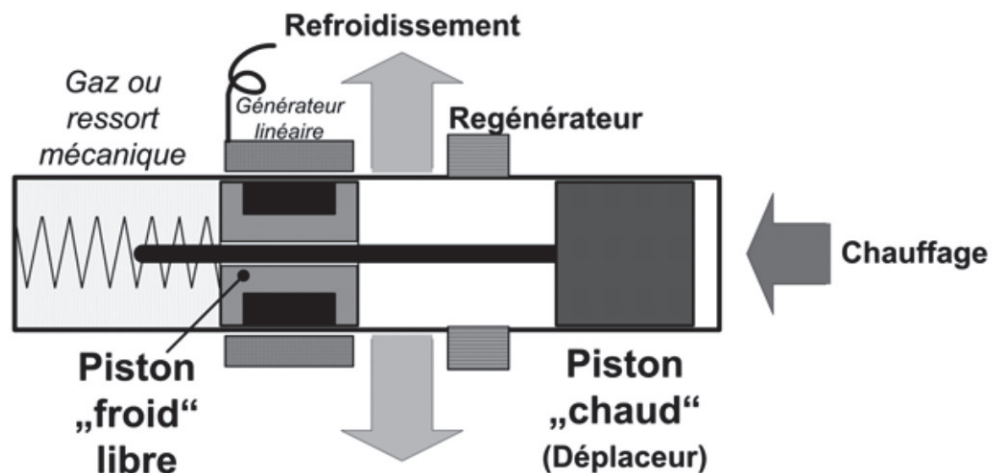


Figure 4.36 – Moteur à piston libre.

□ **Moteur Stirling dit à double effet (multicylindres)**

Il est basé sur le moteur de type Alpha. Il se compose de plusieurs cylindres reliés l'un à l'autre. Le piston de chaque cylindre est à la fois piston moteur et déplaceur.

■ Avantages et inconvénients du moteur Stirling

Chaque type de moteur Stirling présente des caractéristiques le destinant à une application particulière :

- Le moteur de type Alpha possède une puissance élevée sous un faible volume ; la principale difficulté technique est l'étanchéité au niveau du piston « chaud ».
- Le moteur de type Beta n'a par contre pas cette limitation et offre un rapport de compression plus élevé que le type Alpha.
- Le moteur de type Gamma est le plus simple techniquement, mais possède un taux de compression moins élevé que le type Beta.
- Le moteur à piston libre permet d'avoir un système étanche sans transmission mécanique vers l'extérieur.

Avantages

- Silence de fonctionnement, faibles vibrations.
- Cycle fermé.
- Rendement élevé (fonction des températures des sources chaudes et froides).
- Variété de « sources chaudes » (donc de combustibles).
- Fiabilité.
- Réversibilité (il peut produire du froid).

Inconvénients

- Prix plutôt élevé (produit en petites séries).
- Relativement délicat à concevoir, surtout le régénérateur.
- Inertie au démarrage (il faut atteindre la température maximale de la source chaude) et à l'arrêt (le moteur continue à tourner après l'arrêt du chauffage).
- Difficulté à varier sa fréquence.

Contrairement aux moteurs à combustion interne (voir chapitre correspondant) dont les puissances électriques sont, sauf exception, de l'ordre de 5 à 10 kW, les unités de micro-cogénération utilisant un moteur Stirling fournissent pour la plupart une puissance électrique de l'ordre du kW se prêtant ainsi mieux à une utilisation pour l'habitat individuel.

4.3.2 Unité de micro-cogénération Baxi Ecogen – 1 kW_{él.}

■ Description

L'unité de micro-cogénération Ecogen est un modèle à fixation murale (figure 4.37) fournissant une puissance électrique modulable (tableau 4.7).

Tableau 4.7 – Caractéristiques de l'unité Baxi Ecogen.

Moteur	Stirling Piston libre
Générateur électrique	Linéaire 230 V, 50 Hz
Combustible	Gaz naturel, biogaz

Tableau 4.7 – Caractéristiques de l'unité Baxi Ecogen. (Suite)

Puissance électrique	0,2 à 1 kW Modulable si la puissance thermique est inférieure à 6 kW
Puissance thermique	3-6 kW Brûleur auxiliaire de 18 kW
Rendement électrique	14 %
Rendement global	> 91 %
Dimensions (largeur × profondeur × hauteur)	426 × 425 × 920 mm
Poids	100 kg environ



Figure 4.37 – Unité de micro-cogénération Baxi Ecogen (source : Baxi Ecogen).

■ Caractéristiques

Son encombrement et son aspect extérieur sont identiques à ceux d'une chaudière murale conventionnelle ; son intégration en est donc facilitée, même dans une cuisine.

■ Démarrage

Lorsque le moteur Stirling est lancé, la puissance thermique et électrique nominale est atteinte en 6 minutes environ.

Sa température de fonctionnement se situe entre 400 et 525 °C.

■ Fonctionnement

Lorsque le brûleur du moteur Stirling s'arrête, le moteur continue à fonctionner jusqu'à ce que la partie chaude se refroidisse à 170 °C. La production d'électricité s'arrête après 1 à 2 minutes.

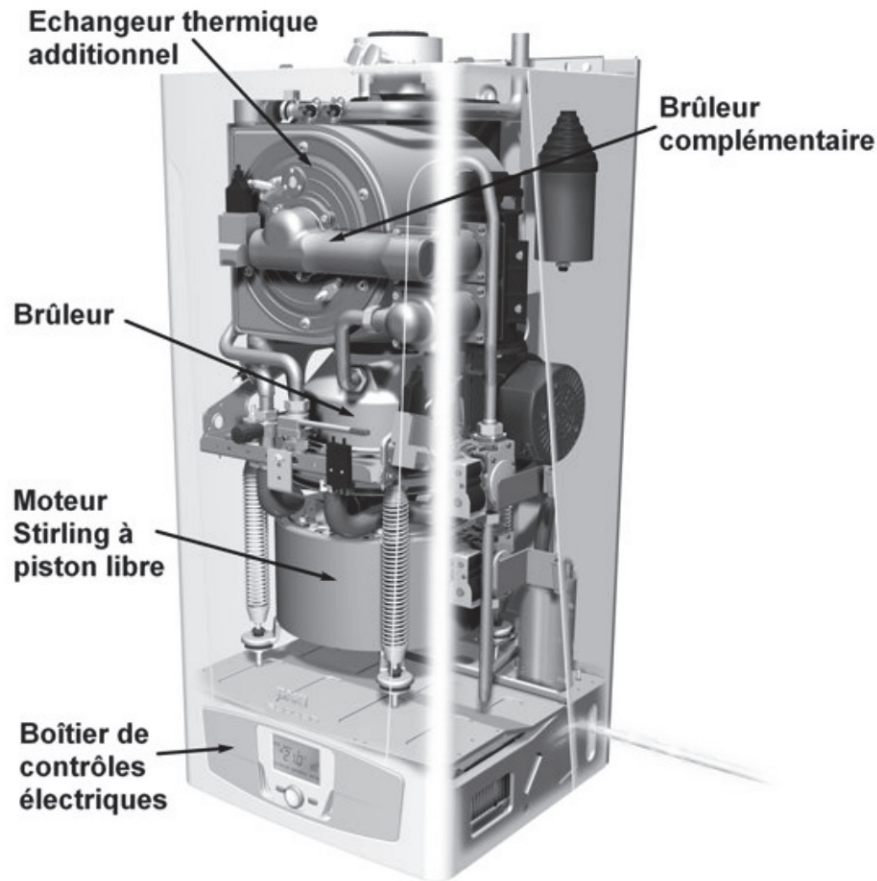


Figure 4.38 – Composants de l'unité de micro-cogénération Baxi Ecogen (source : Baxi Ecogen).

La température d'entrée de l'échangeur peut varier entre 30 et 70 °C ; la température de sortie variera entre 50 et 82 °C.

■ Maintenance

Elle est similaire à celle d'une chaudière, soit une fois par an, et concerne la performance et la sécurité (combustion pour le moteur Stirling et le brûleur auxiliaire, détection de flamme...).

Le moteur Stirling ne requiert pas de maintenance car il est scellé.

■ Durée de vie

L'objectif est d'atteindre 50 000 heures pour le moteur Stirling.

■ Autres caractéristiques**□ Émissions**

CO : moins de 100 ppm.

NO_x : European Standard EN 483:2000 – Classe 5 soit moins de 70 mg/kWh (~ 40 ppm).

☐ **Niveau sonore**

45 dB (A) à 1 m.

☐ **Certification**

L'unité de micro-cogénération Ecogen bénéficie du marquage CE.

☒ **Statuts**

Les campagnes d'essais ont débuté en 2006. En 2009, le lancement a eu lieu en Angleterre ; d'autres campagnes d'essais sont prévues en France, Allemagne et aux Pays-Bas.

4.3.3 WhisperGen® EU1 – 1 kW_{él.}

L'unité de cogénération WhisperGen® est produite par la société néo-zélandaise Whisper Tech, fondée en 1995 et spécialisée dans le développement et la fabrication de moteurs Stirling fonctionnant au gaz naturel ou au diesel. Elle est une filiale du groupe énergétique Meridian Energy Ltd.

Pour le marché européen, un accord a été obtenu avec la société espagnole Mondragón Corporación Cooperativa (MCC) avec création d'une filiale commune eHe (« efficient home energy, s.l. ») située dans la province basque pour la construction d'unités WhisperGen® EU1 à partir de 2009.

☒ **Description**

Son encombrement (figure 4.39) et son aspect extérieur sont identiques à ceux d'un appareil électroménager conventionnel comme une machine à laver ou un lave-vaisselle ; son intégration en est donc facilitée, même dans une cuisine.



Figure 4.39 – Encombrement d'une unité WhisperGen® (source : Whisper Tech Limited).

■ Caractéristiques

Cette unité de micro-cogénération fournit une puissance électrique constante (tableau 4.8) ; l'électricité non utilisée est injectée dans le réseau.

Tableau 4.8 – Caractéristiques de l'unité de micro-cogénération WhisperGen®.

Moteur	Stirling 4 cylindres double effet
Gaz de travail	Azote
Brûleur	Brûleur principal pour le moteur Stirling Brûleur secondaire d'appoint
Générateur électrique	Asynchrone monophasé (4 pôles) 230 V – 50 Hz
Combustible	Gaz naturel
Puissance électrique	1 kW
Puissance thermique	5,5 à 12 kW (7 kW nominal)
Consommation électrique	9 W en stand-by, 60 W maximum
Dimensions (largeur × profondeur × hauteur)	480 × 560 × 840 mm
Poids	~ 145 kg

L'unité WhisperGen® (figure 4.40) se compose d'un moteur Stirling dont le gaz de travail est chauffé par le brûleur principal fonctionnant au gaz naturel. Le moteur Stirling actionne un générateur rotatif produisant un courant alternatif monophasé.

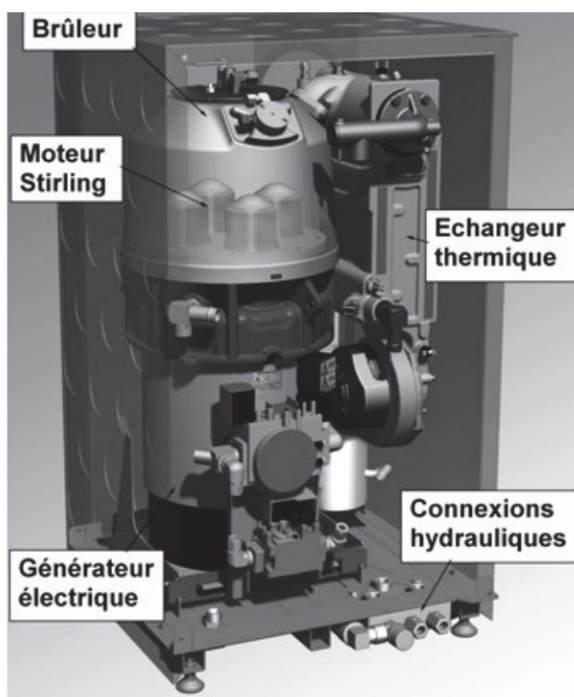


Figure 4.40 – Composants principaux de l'unité WhisperGen® (source : Whisper Tech Limited).

L'unité de micro-cogénération WhisperGen® dispose de deux brûleurs : l'un pour faire fonctionner le moteur Stirling et l'autre pour un appoint thermique supplémentaire.

Le moteur Stirling est du type à double effet avec quatre cylindres (figure 4.41). Pour le fonctionnement de ce type de moteur Stirling, se référer à la description générale des différents types de moteurs Stirling.

Un mécanisme (Wobble Yoke) transforme le mouvement alternatif des quatre cylindres en un mouvement rotatif qui actionne le générateur électrique.

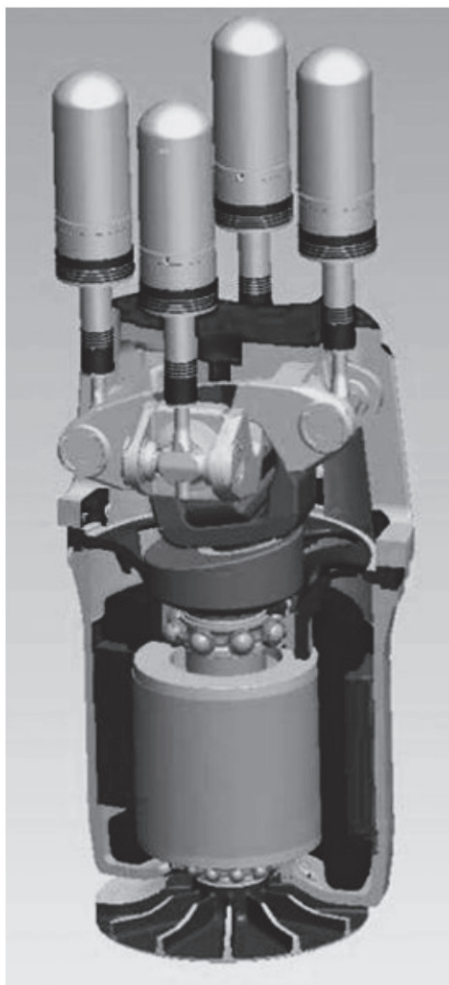


Figure 4.41 — Moteur Stirling de l'unité WhisperGen® (source : Whisper Tech Limited).

■ Fonctionnement

Système

La figure 4.42 montre les organes de l'unité de micro-cogénération WhisperGen®.

Paramètres

L'unité de micro-cogénération WisperGen® est pilotée par la demande en chaleur. Les ordres de pilotage sont issus du système de chauffage installé (thermostat, programmeur).

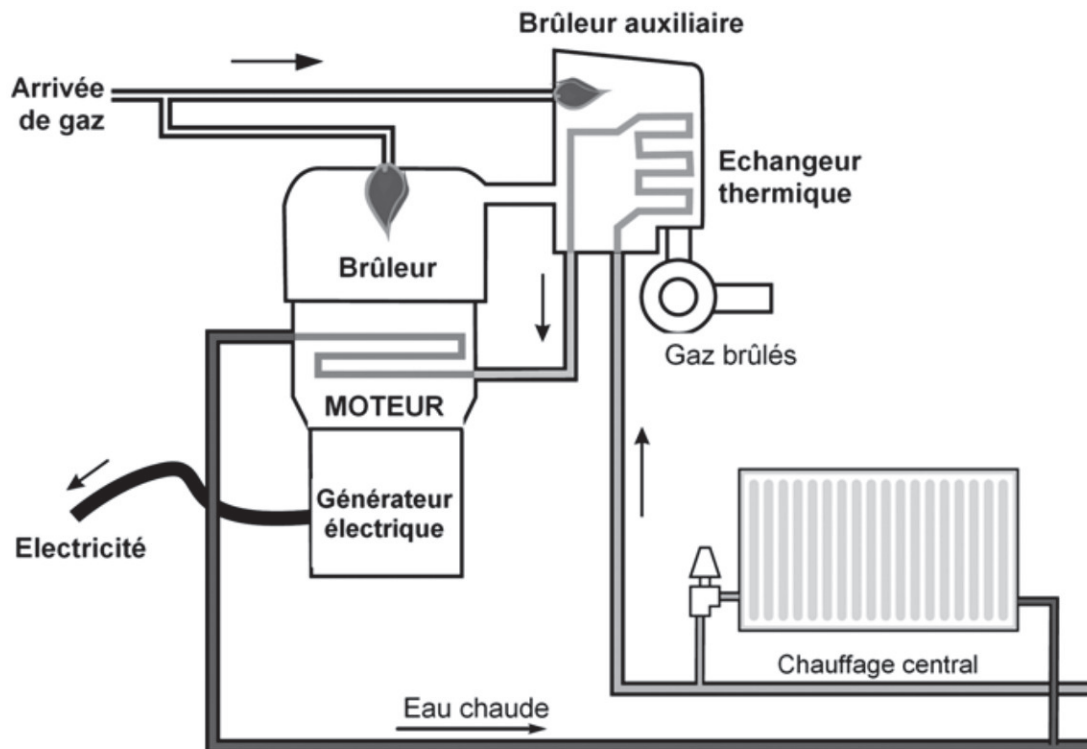


Figure 4.42 – Système WhisperGen® (source : Whisper Tech Limited).

La programmation se fait à partir d'un écran de contrôle (figure 4.43). L'utilisateur peut éventuellement programmer quatre périodes de fonctionnement différentes par jour.

Le brûleur auxiliaire peut aussi être programmé différemment selon que l'on a un ballon de stockage ou non.



Figure 4.43 – Écran de contrôle de l'unité WhisperGen® (source : Whisper Tech Limited).

Consommation de combustible

Elle est de 1 m³/h pour le brûleur principal (à une puissance de 7 kW_{th}) et de 1,55 m³ pour les deux brûleurs.

■ Durée de vie

L'expérience acquise (plus de 100 000 heures de fonctionnement cumulés jusqu'en 2009 sur plus de 10 ans) permet de considérer cette unité de micro-cogénération comme mature.

■ Autres caractéristiques**□ Émissions**

Brûleur principal = 120 ppm de CO maximum avec 14 à 16 % d'oxygène.
Brûleur auxiliaire = 60 ppm de CO maximum avec 16,5 à 18 % d'oxygène.
Les deux brûleurs = 120 ppm de CO maximum avec 9 à 12 % d'oxygène.

□ Niveau sonore

46 dB (A), SPL @ 1 m

■ Statuts

WhisperGen® avait produit 2 500 unités fin 2008 et effectué sur plusieurs années plusieurs campagnes d'essais en Europe avec plus de 500 équipements.

4.3.4 Unité de micro-cogénération De Dietrich Remeha – 1 kW_{él}.

En 2004, la fusion de la division De Dietrich Thermique et de la société hollandaise Remeha B.V. a donné naissance à un groupe majeur au niveau européen dans le domaine du chauffage.

Le groupe a présenté en 2007 une unité de micro-cogénération basée sur un moteur Stirling développé depuis fin 2005 en collaboration avec la société anglaise Microgen.

■ Description

L'unité de micro-cogénération de De Dietrich Remeha est aussi un modèle mural (figure 4.44) de puissance électrique modulable (tableau 4.9).



Figure 4.44 — Unité de micro-cogénération
De Dietrich Remeha
(source : De Dietrich Remeha Group).

■ Caractéristiques

Tableau 4.9 – Caractéristiques de l'unité De Dietrich Remeha.

Moteur	Stirling Piston libre
Générateur électrique	Linéaire 230 V, 50 Hz
Combustible	Gaz naturel
Puissance électrique	Jusqu'à 1 kW
Puissance thermique	Jusqu'à 5 kW
Rendement électrique	Environ 20 %
Dimensions (largeur × profondeur × hauteur)	490 × 420 × 900 mm

L'unité de micro-cogénération De Dietrich Remeha (figure 4.45) est aussi équipée d'un brûleur auxiliaire assurant un appoint thermique ; la puissance thermique totale pouvant atteindre 28 kW.

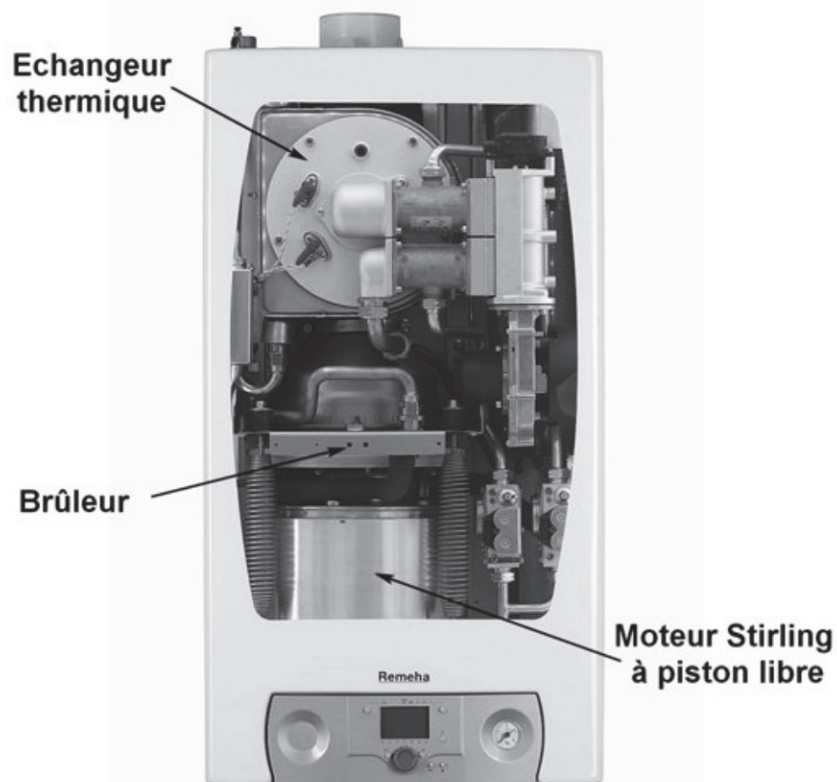


Figure 4.45 – Composants principaux de l'unité de micro-cogénération De Dietrich Remeha (source : De Dietrich Remeha Group).

■ Statuts

Les évaluations sur le terrain ont démarré en 2006.
Une commercialisation est prévue en 2010.

4.3.5 Sunmachine – 3 kW_{él.}

L'unité de micro-cogénération de la société Sunmachine se distingue des autres unités à moteur Stirling non seulement par sa puissance électrique supérieure (3 kW), mais surtout par le fait qu'elle a été conçue dès le départ pour utiliser des granulés de bois comme combustible.

■ Description

Bien qu'elle soit compacte (figure 4.46), l'unité de micro-cogénération de Sunmachine est un modèle à puissance électrique modulable (tableau 4.10) destiné à être installé dans un local approprié pour une alimentation en granulés.

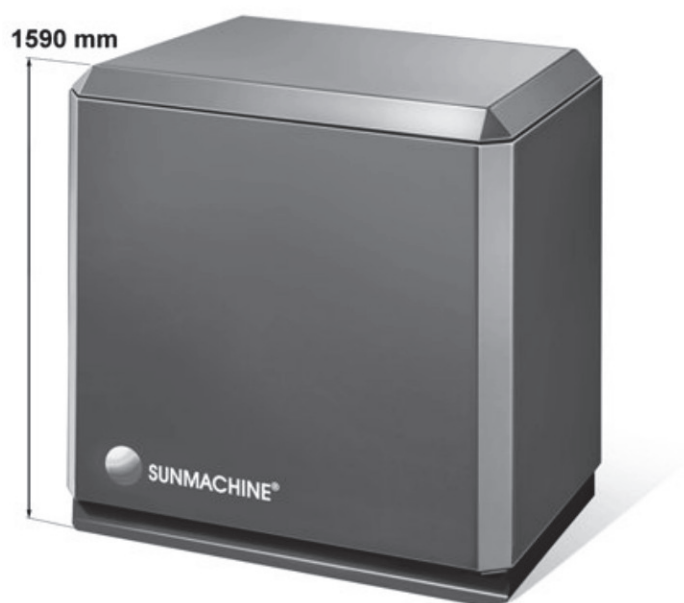


Figure 4.46 – Unité de micro-cogénération Sunmachine (source : Sunmachine GmbH).

■ Caractéristiques

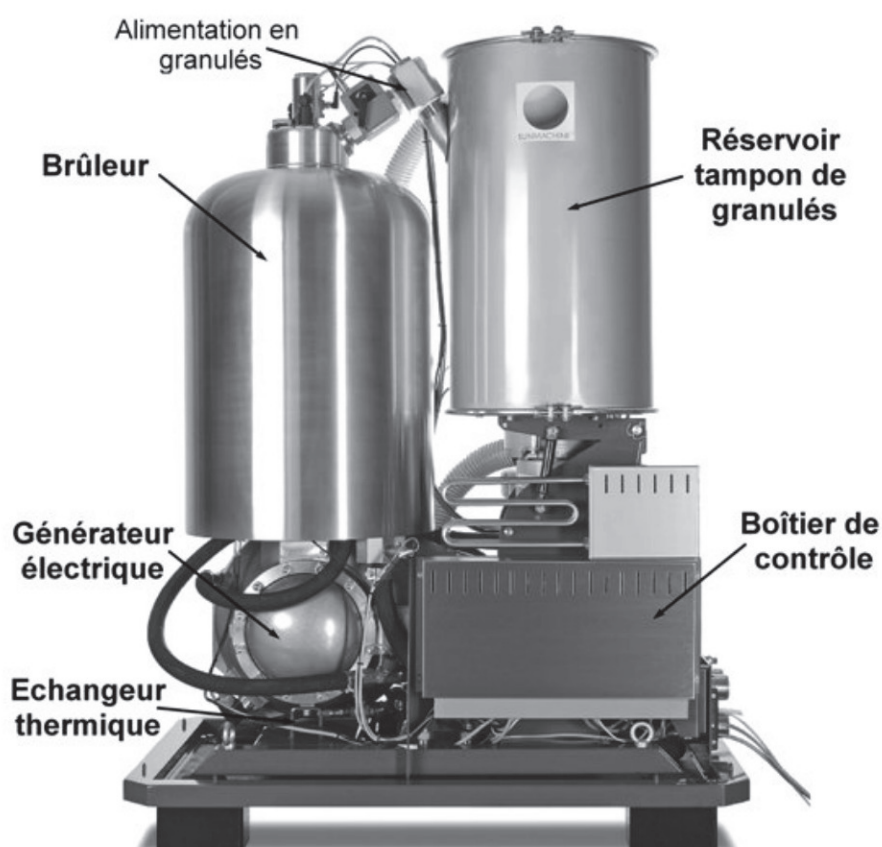
Tableau 4.10 – Caractéristiques de l'unité de micro-cogénération Sunmachine.

Moteur	Stirling 1 cylindre 520 cm ³ 500-1 000 tours/mn
Gaz de travail	Azote sous 40 bar maxi
Générateur électrique	Synchrone à entraînement direct Tension de sortie : 400 V

Tableau 4.10 – Caractéristiques de l'unité de micro-cogénération Sunmachine. *(Suite)*

Combustible	Granulés, gaz naturel, biogaz ou GPL
Puissance électrique	1,5 – 3,0 kW
Puissance thermique	4,5 – 10,5 kW
Rendement électrique	20-25 %
Rendement global	~ 90 %
Dimensions (profondeur × largeur × hauteur)	1 160 × 760 × 1590 mm (granulés) 960 × 760 × 1 450 mm (gaz)
Poids (sans protection acoustique)	410 kg (granulés) 300 kg (gaz)

La structure interne (figure 4.47) montre particulièrement l'aspect stockage et circuit des granulés.

**Figure 4.47** – Composants de l'unité de micro-cogénération Sunmachine (source : Sunmachine GmbH).

Le moteur Stirling utilisé pour cette unité de micro-cogénération est développé par Sunmachine.

■ Installation

Les recommandations d'installation dans un local technique sont illustrées figure 4.48.

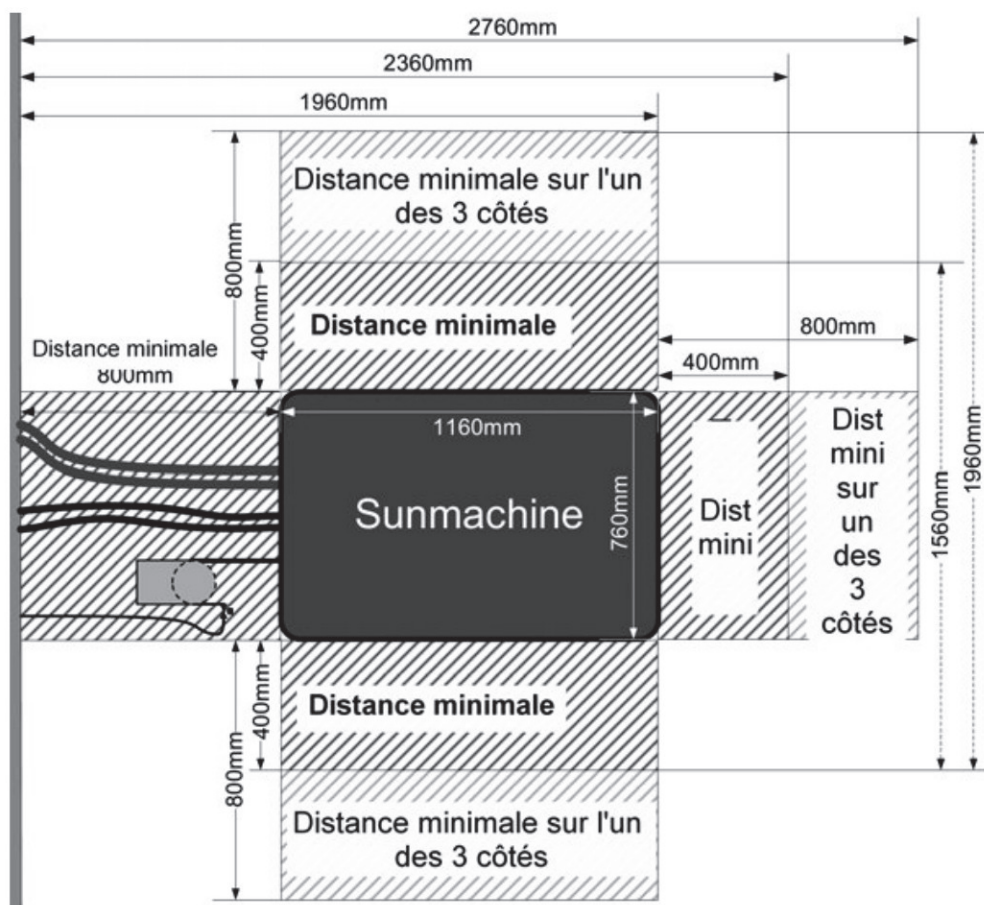


Figure 4.48 – Installation de l'unité de micro-cogénération Sunmachine (source : Sunmachine GmbH).

Les connexions (combustible/granulés, air frais et gaz brûlés ainsi que l'arrivée et le départ d'eau chaude) sont regroupées sur une face (figure 4.49).

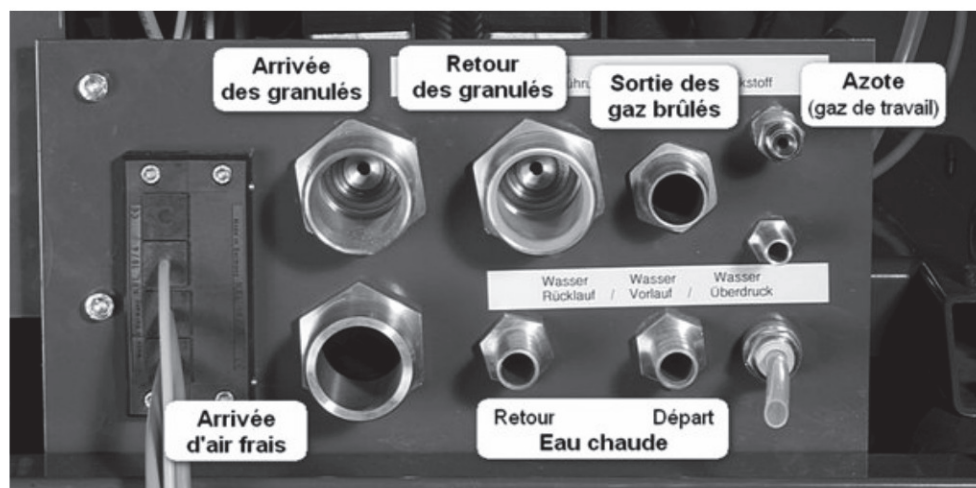


Figure 4.49 – Connexions de l'unité de micro-cogénération Sunmachine (source : Sunmachine GmbH).

■ Démarrage

Le préchauffage est assuré par une spire chauffée électriquement (un réchauffeur électrique tubulaire est prévu à partir de 2010) pour atteindre rapidement la température de fonctionnement optimal du moteur Stirling.

La puissance nominale est atteinte en 7 minutes environ.

■ Fonctionnement

La combustion des granulés, amenés dans le brûleur, assure une température de l'ordre de 850 °C.

Paramètres

L'unité de micro-cogénération Sunmachine est pilotée par la demande en chaleur. Son fonctionnement est entièrement automatique.

La puissance fournie par l'unité Sunmachine est modulable par variation de la vitesse de rotation du moteur Stirling (entre 500 et 1 000 tours/mn).

L'unité Sunmachine est contrôlée à partir d'un écran tactile externe dans le boîtier de l'onduleur. Ce dernier convertit la tension du générateur en un courant de 230 V/50 Hz.

Une sortie RS232 permet la communication directe avec un ordinateur ou par un modem.

Combustible

Les granulés venant du stockage principal (silo...) sont amenés au réservoir tampon d'une contenance de 80 litres (figure 4.50). À partir de celui-ci, une vis sans fin souple alimente le brûleur (figure 4.51).

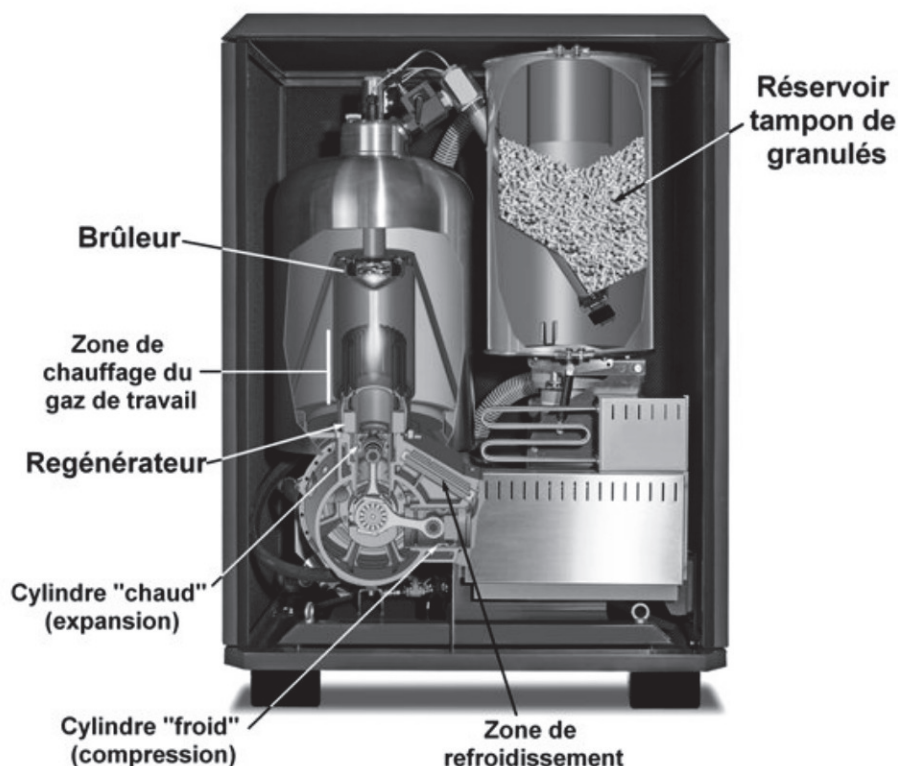


Figure 4.50 – Fonctionnement de l'unité de micro-cogénération Sunmachine (source : Sunmachine GmbH).

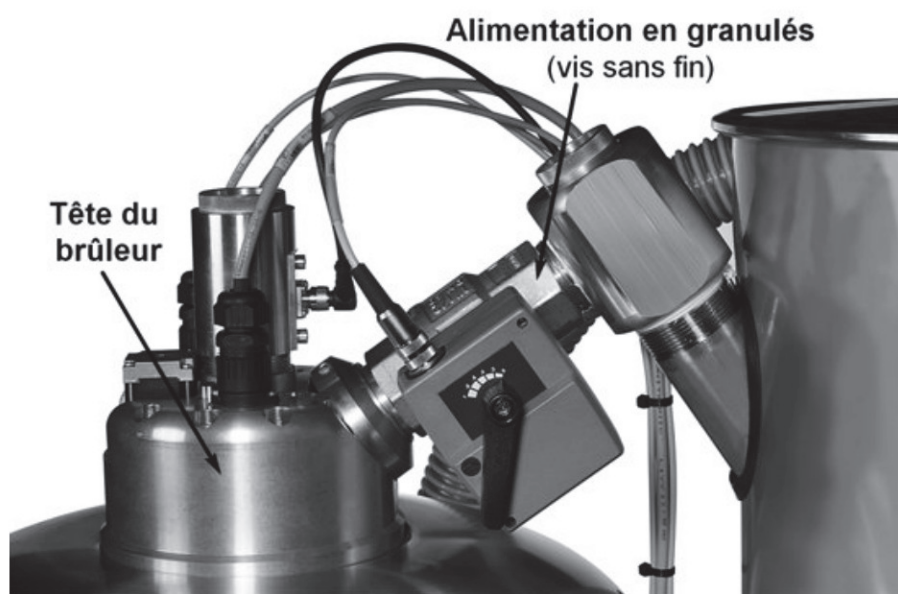


Figure 4.51 — Alimentation du brûleur en granulés à partir du réservoir tampon (source : Sunmachine GmbH).

■ Maintenance

La zone de combustion doit être nettoyée régulièrement.

Pour l'unité de micro-cogénération, seule une maintenance annuelle ou toutes les 3 500 heures (principalement du brûleur) est nécessaire.

■ Durée de vie

Une simulation a permis de la situer à environ 80 000 heures.

■ Autres caractéristiques

☐ Émissions

Une sonde Lambda contrôle la combustion. Elle est placée à la sortie de la chambre de combustion, dans le flux de gaz brûlés et permet le pilotage de l'injection d'air (air secondaire) dans le brûleur.

Remarque

Une sonde Lambda mesure la quantité résiduelle d'oxygène contenue dans les gaz brûlés (elle est utilisée par exemple dans tout véhicule équipé d'un catalyseur) et envoie un signal proportionnel à cette quantité.

L'unité de micro-cogénération Sunmachine répond aux normes allemandes concernant les installations fonctionnant au bois, particulièrement par rapport aux émissions de particules (moins de 75 mg/m^3).

☐ Niveau sonore

Il est d'environ 49 dB.

■ Statuts

Une présérie a été produite jusqu'en avril 2009, puis le démarrage de la série a été lancé (Release 2).

■ Conclusion

L'unité de micro-cogénération Sunmachine par l'utilisation du bois comme combustible permet sa classification dans la catégorie d'unité de micro-cogénération utilisant une énergie renouvelable.

4.4 Micro-turbine

4.4.1 Principe

Aujourd'hui les centrales thermiques fonctionnant au gaz, charbon... sont équipées de turbines dont la puissance peut atteindre plusieurs centaines de MW. En bas de l'échelle de puissance, on trouve des unités de quelques dizaines de kW.

Dans le domaine de la micro-cogénération (inférieure à 5 kW), à ce jour, aucun produit basé sur une micro-turbine n'est encore commercialement proposé.

Dans une turbine (figure 4.52), il n'y a qu'un seul groupe de composants en rotation, tous généralement sur le même axe, ce qui fait sa simplicité mécanique. Les vitesses de rotation sont par contre très élevées (des dizaines ou des centaines de milliers de tours/mn).

La chambre de combustion alimentée en air et en combustible (gaz naturel, kérosène...) envoie les gaz chauds vers la turbine qui entraîne aussi le compresseur permettant d'augmenter le débit d'air.

Dans le cas de production de courant, le générateur peut être monté directement sur l'axe de la turbine.

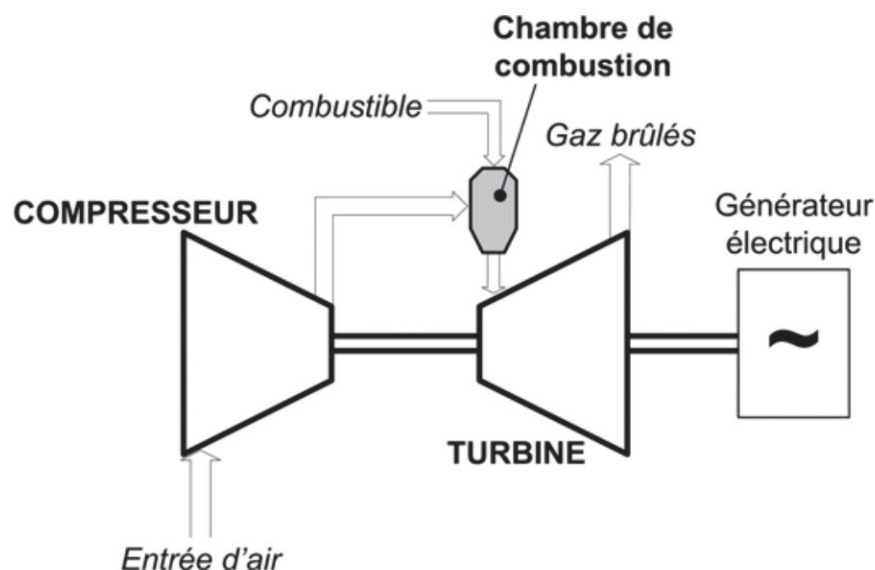


Figure 4.52 – Principe d'une turbine.

Dans le cas d'une unité de micro-cogénération basée sur une turbine, le schéma de principe figure 4.53 montre comment la chaleur est récupérée. Elle sert à réchauffer l'air frais avant combustion (dans le récupérateur) par les gaz brûlés, puis elle passe dans le second échangeur pour l'utilisation finale envisagée (ici chauffer de l'eau).

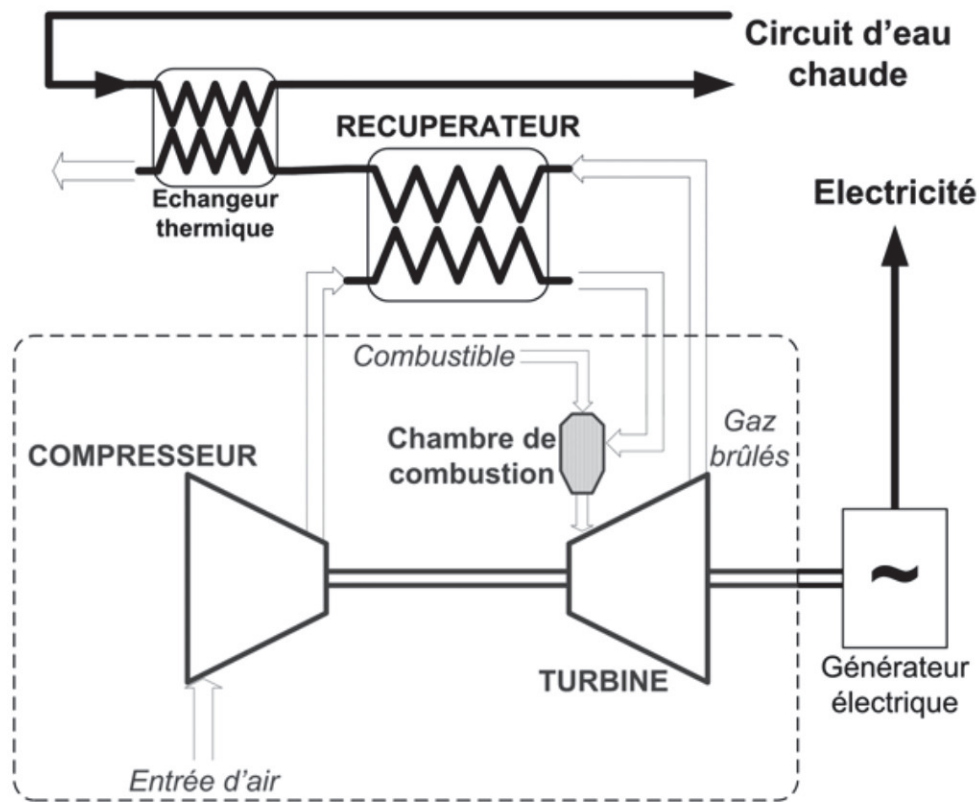


Figure 4.53 – Micro-turbine et micro-cogénération.

Les avantages d'une turbine sont :

- Une simplicité mécanique.
- Une fiabilité et durée de vie importantes.
- De faibles émissions (CO et NO_x).
- Un faible niveau de bruit.
- Un fonctionnement à haute température (très bon rendement).
- Rendement électrique pouvant atteindre 30 %.

Parmi les inconvénients :

- Un fonctionnement à haute température (nécessite des matériaux résistants).

4.4.2 MTT Microturbine – 3 kW_{él.}

La société hollandaise Micro Turbine Technology B.V. (MTT B.V.) créée en 2003 a développé un concept de micro-turbine de faible puissance (3 kW_{él.}) qu'elle applique à une unité de micro-cogénération.

■ Description

L'unité de micro-cogénération à micro-turbine de MTT est prévue comme installation murale compacte (figure 4.54) de puissance modulable (tableau 4.11).

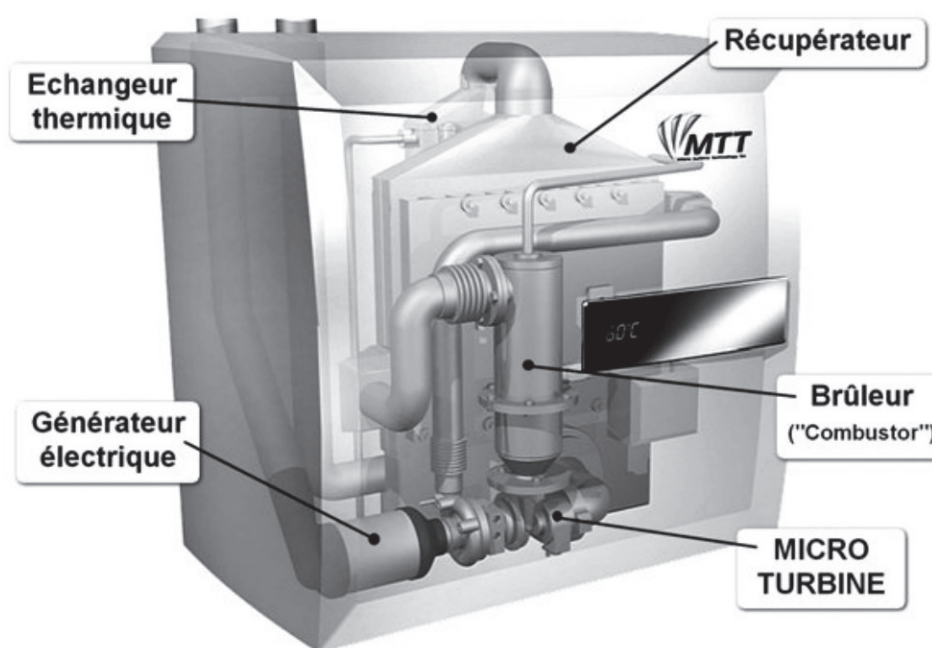


Figure 4.54 – Concept de l'unité de micro-cogénération MTT (source : MTT B.V.).

■ Caractéristiques

Tableau 4.11 – Caractéristiques de l'unité de micro-cogénération à micro-turbine MTT.

Moteur	Micro-turbine 240 000 tours/mn
Générateur électrique	Aimant permanent Entraînement direct
Combustible	Gaz naturel, propane ou fioul
Puissance électrique	2,5 à 3,0 kW maximum Puissance modulable jusqu'à 40-45 %
Puissance thermique	15 kW
Dimensions (profondeur × largeur × hauteur)	Non précisé
Poids	Non précisé

Le concept de micro-turbine de MTT B.V. est basé sur un développement spécifique.

■ Fonctionnement

La structure générale de l'unité de micro-cogénération MTT (figure 4.55) est conforme au schéma classique de l'utilisation d'une turbine en micro-cogénération.

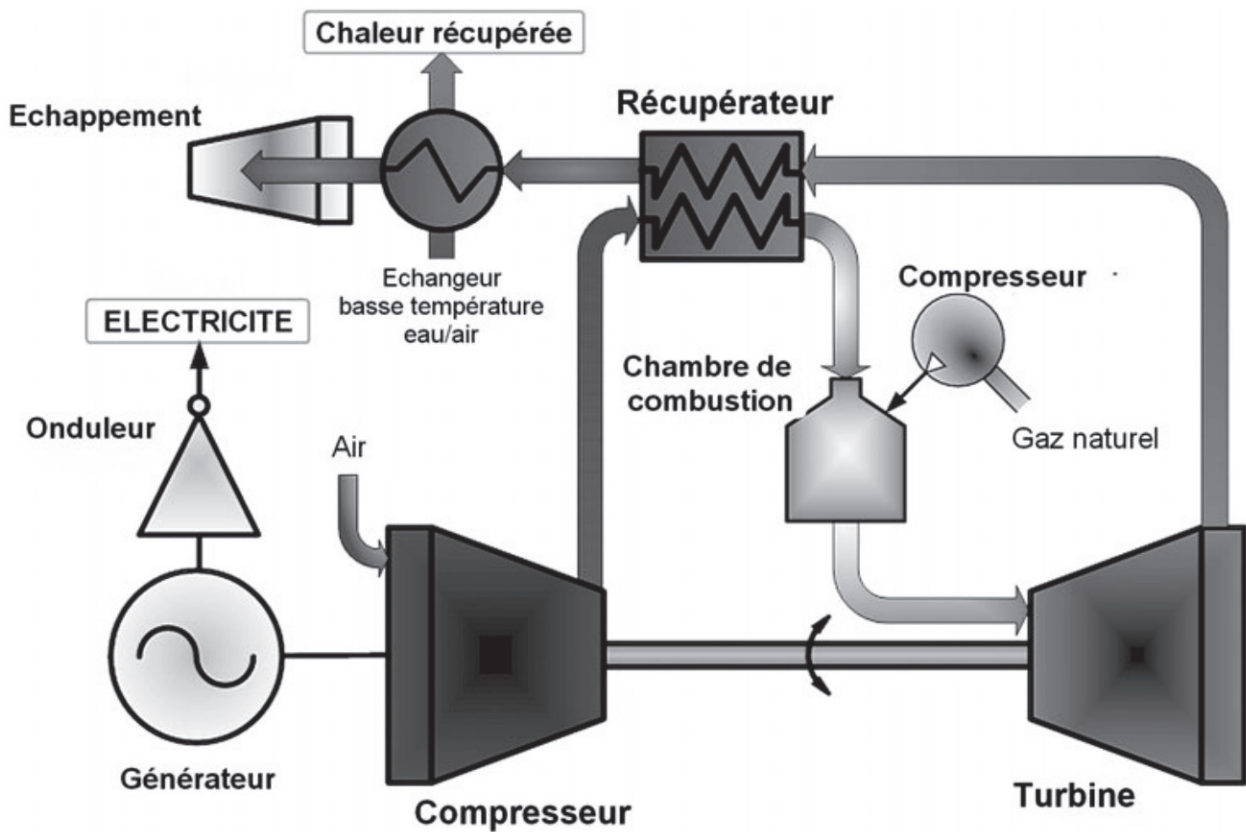


Figure 4.55 – Principe de fonctionnement de la micro-turbine MTT (source : MTT B.V.).

■ Statuts

L'unité de micro-cogénération MTT est en cours de développement. Une introduction sur le marché est prévue en 2012.

■ Conclusion

Le concept de micro-turbine devrait permettre une unité de micro-cogénération fiable (dans la mesure où il n'y a qu'une seule pièce mobile) et un rendement électrique élevé.

4.5 Vapeur

4.5.1 Principe

L'utilisation de la vapeur pour produire de la chaleur et de l'électricité est une technologie bien implantée (centrales thermiques) ; cependant l'utilisation de la vapeur pour de faibles puissances est relativement récente (figure 4.56).

Dans les transports, la plus ancienne utilisation de la vapeur, on fait appel au déplacement linéaire d'un piston qui entraîne à son tour les roues.

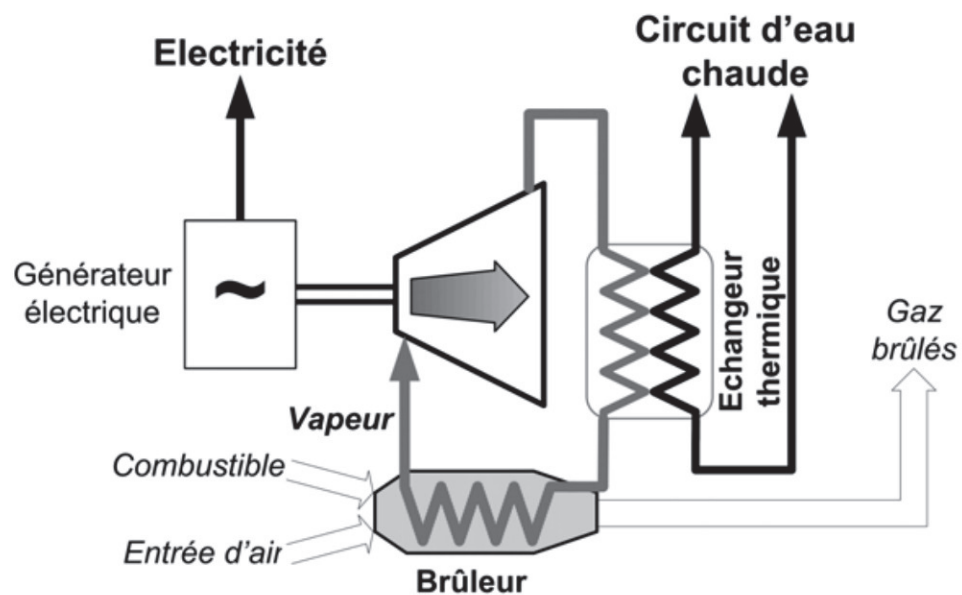


Figure 4.56 — Principe de la cogénération par utilisation de la vapeur actionnant une turbine.

4.5.2 Unité de micro-cogénération OTAG Lion Powerblock – 2 kW_{él.}

C'est le très ancien principe du déplacement d'un piston que la société allemande OTAG (OTAG Vertriebs GmbH & Co. KG), fondée en 2000, a repris sous une forme plus efficace, avec la collaboration de la société autrichienne Button Energy, pour produire une unité de micro-cogénération.

■ Description

L'aspect externe de l'unité de micro-cogénération Lion Powerblock (figure 4.57), qui combine esthétique et fonctionnalité, a été conçu par l'agence allemande de design WILDDSIGN qui a obtenu le prix Red Dot Design Award en 2005.



Figure 4.57 — Unité
de micro-cogénération
Lion Powerblock
(source : OTAG Vertriebs GmbH
& Co. KG).

Cette unité de micro-cogénération fournit une puissance électrique modulable dans une large plage (tableau 4.12).

■ Caractéristiques

Tableau 4.12 – Caractéristiques de l'unité de micro-cogénération Lion Powerblock.

Moteur	Vapeur Double cylindre
Générateur électrique	Linéaire 230 V – 50 Hz
Combustible	Gaz naturel, propane, granulés
Puissance électrique	0,2 à 2,0 kW
Puissance thermique	2,5 à 16 kW
Rendement global	~ 94 %
Dimensions (profondeur × largeur × hauteur)	850 × 620 × 1 260 mm
Poids	Environ 110 kg

■ Démarrage

Le lancement du brûleur se fait par étincelle. Le générateur linéaire est mis en route par une courte impulsion électrique.

Le brûleur demande environ 60 secondes pour démarrer.

Le générateur électrique fournit le courant après 8 minutes environ.

■ Fonctionnement

La base du système est le principe d'une machine à vapeur à piston libre avec générateur électrique intégré.

Pour cela, le combustible (gaz naturel par exemple) chauffe l'eau dans un circuit et crée de la vapeur à une température de 350–400 °C et sous une pression de 25 à 30 bar. Cette vapeur actionne les cylindres qui sont soumis alternativement à une pression de chaque côté et les déplace à une fréquence comprise entre 2 500 et 4 000 mouvements par minute (figure 4.58).

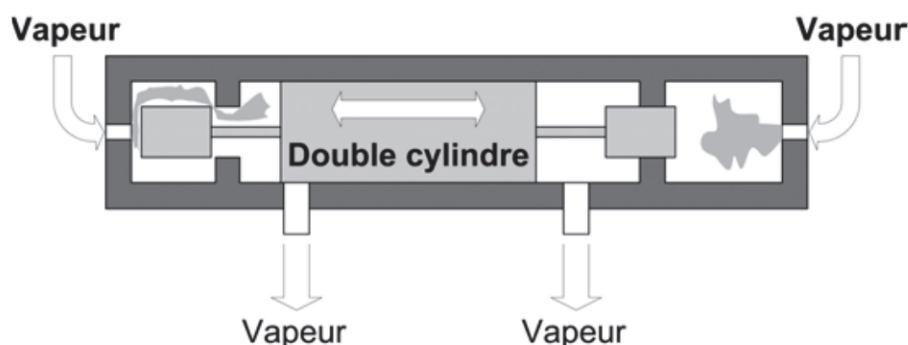


Figure 4.58 – Principe de l'unité de micro-cogénération Otag Lion Powerblock.

Générateur électrique

L'ensemble machine à vapeur/générateur est appelé LINATOR® (Linear generator).

Le générateur est du type linéaire (figure 4.59) dont la bobine qui se déplace dans un champ magnétique est entraînée directement par le double cylindre.

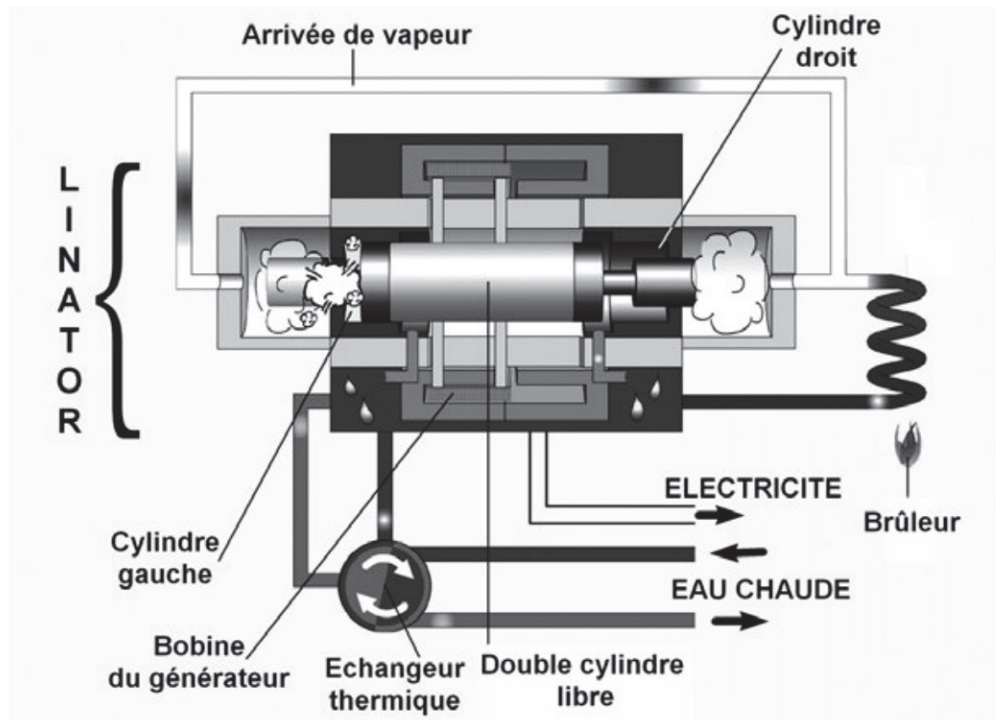


Figure 4.59 — Système Lion Powerblock complet : machine à vapeur et générateur électrique (source : OTAG Vertriebs GmbH & Co. KG).

Paramètres

Le pilotage de l'unité de micro-cogénération Lion Powerblock se fait par l'intermédiaire d'un écran (figure 4.60). La priorité peut être donnée à la production thermique ou électrique ; dans ce dernier cas, il est possible de programmer la puissance électrique à fournir en fonction des tranches horaires.

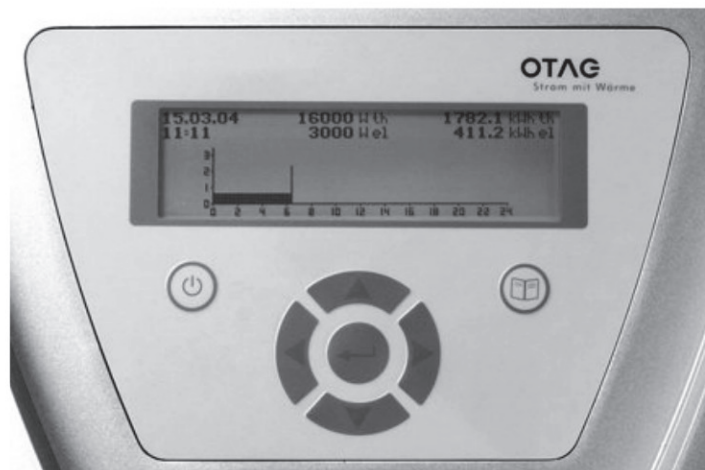


Figure 4.60 — Écran de contrôle (source : OTAG Vertriebs GmbH & Co. KG).

L'unité de micro-cogénération Lion Powerblock peut être reliée par modem au siège de la société Otag pour un suivi ou diagnostic à distance.

Consommation de combustible

À pleine puissance, l'unité de micro-cogénération OTAG Lion consomme 18,35 kWh de gaz naturel.

■ Maintenance

Une seule maintenance annuelle d'une durée d'environ 1,5 heures est requise (au coût de 180 € en 2009).

■ Durée de vie

Lors de la maintenance générale, les composants d'usure sont échangés, ce qui devrait donner une durée de vie d'environ 15-20 ans pour l'unité de micro-cogénération.

■ Caractéristiques

☐ Émissions

À puissance maximale (16 kW_{th}), les gaz brûlés contiennent 9 % de CO₂.

☐ Niveau sonore

Environ 48-54 dB(A).

■ Variantes

☐ Utilisation de granulés

La société OTAG a aussi présenté un prototype utilisant des granulés comme combustible (figures 4.61 et 4.62).



Figure 4.61 — Concept de l'unité de micro-cogénération Lion Powerblock utilisant des granulés avec réservoir tampon (source : OTAG Vertriebs GmbH & Co. KG).



Figure 4.62 — Alimentation directe en granulés (source : OTAG Vertriebs GmbH & Co. KG).

□ Fonctionnement autonome

En cas de coupure de courant, l'unité de micro-cogénération ne peut plus fonctionner. Une version modifiée utilisant une batterie de secours permet le fonctionnement tant que l'approvisionnement en combustible est assuré.

■ Statuts

Les essais sur le terrain ont eu lieu en 2006.
La commercialisation a été lancée en 2008.
À mi-2009, 320 unités ont été installées.

4.6 Pile à combustible

4.6.1 Principe

La pile à combustible est un générateur électrique qui se distingue des précédents dans la mesure où le combustible est transformé directement en électricité, sans passer par une étape de conversion mécanique.

■ Historique

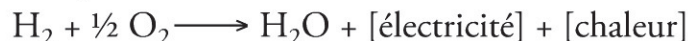
La découverte de l'effet pile à combustible et des premières piles remonte à 1839 (réactions mises en évidence par le Suisse Schönbein) et 1839-1842 (les piles construites par l'anglais William Grove).

■ Le cœur de la pile

La pile à combustible fonctionne par effet inverse de l'électrolyse : dans une électrolyse, l'eau est décomposée par un courant électrique en hydrogène et oxygène selon la réaction :



Dans l'effet pile à combustible, la réaction de l'hydrogène et de l'oxygène produit un courant électrique selon la réaction :



La réaction n'est malheureusement pas complète et des phénomènes « parasites » entraînent un dégagement de chaleur.

Les différents composants et réactifs sont schématiquement indiqués figure 4.63 : les deux gaz (ici hydrogène et oxygène), la membrane et les électrodes.

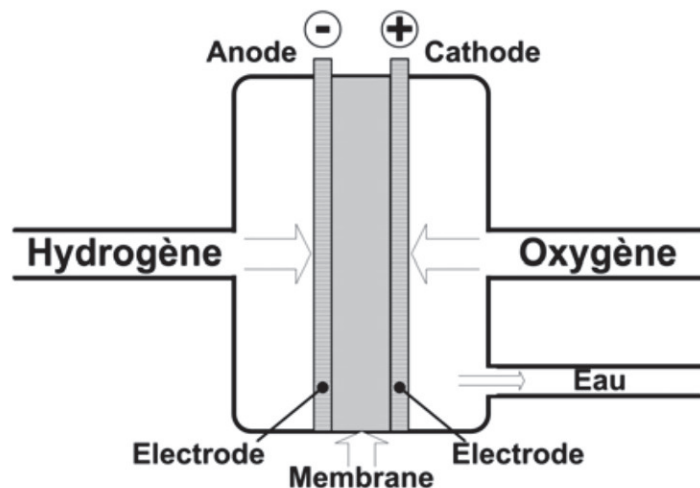


Figure 4.63 – Schéma de principe d'une pile à combustible hydrogène/oxygène.

La figure 4.64 illustre le mode de fonctionnement : l'hydrogène et l'oxygène sont dissociés en atomes (l'hydrogène libère un électron qui se dirige vers l'anode) ; les ions hydrogène H^+ (ou protons) traversent la membrane (ou électrolyte, qui bloque par contre les électrons) et réagissent avec l'oxygène pour produire de l'eau ; les électrons, s'il y a une charge (tout équipement électrique comme lampe, électroménager...) l'alimentent et réagissent ensuite avec l'oxygène qui en contact avec les ions hydrogène donne de l'eau.

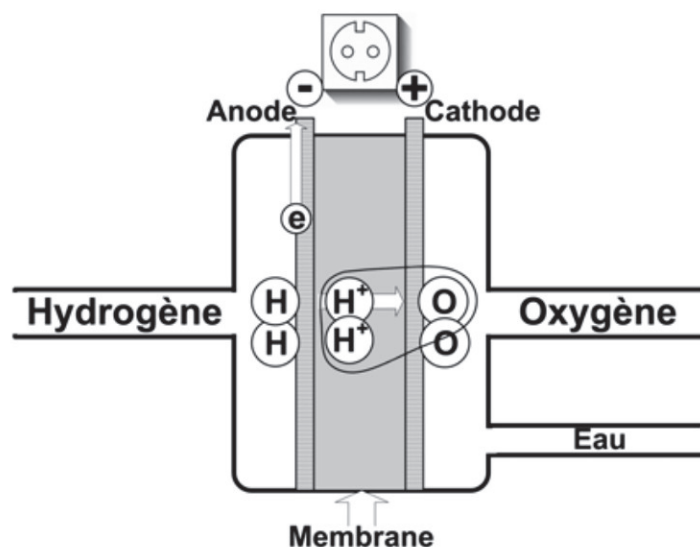


Figure 4.64 – Cœur de pile à combustible.

Le cœur de la pile a donc besoin d'hydrogène et d'oxygène. Si ce dernier peut être fourni par l'air, il faudra par contre approvisionner de l'hydrogène.

Le module de base (anode/membrane/cathode) fournit une tension faible, de l'ordre de 0,5 à 1 V environ et un courant proportionnel à la surface de la membrane. Il faudra donc empiler des modules pour atteindre tension et intensités désirées : cet empilement est appelé « stack ».

■ Les types de piles à combustible

On classe généralement les différents types de piles à combustible en fonction de la nature de la membrane et éventuellement du combustible dans certains cas (tableau 4.13). La dénomination reprend la terminologie anglaise.

De plus, les piles à combustibles fonctionnent à des températures variables.

Tableau 4.13 – Types de piles à combustible.

Type		Membrane/Combustible	Température de fonctionnement
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell	Pile à membrane polymère ou à membrane échangeuse de protons	~ 70 à 120 °C
DMFC DEFC	Direct Methanol Fuel Cell Direct Ethanol Fuel Cell	Pile au <u>méthanol</u> (direct) Pile à <u>l'éthanol</u> (direct)	~ 80 °C
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell	Pile à acide phosphorique	~ 200 °C
AFC	Alkaline Fuel Cell	Pile alcaline	~ 80 °C
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell	Pile à carbonate fondu	~ 650 °C
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell	Pile à oxyde solide	~ 900-1 000 °C

■ Les équipements annexes

Le cœur de la pile ne constitue que l'organe central. Autour de lui, des équipements (appelés BoP – Balance of Plant) assurent un fonctionnement optimal. On trouve par exemple des pompes pour les gaz et l'eau produite, un échangeur thermique pour refroidir le cœur (et donc récupérer la chaleur), une régulation et conversion électriques (la pile fournit un courant continu de tension variable)...

■ Le combustible

Il est clair que pour une utilisation domestique ou tertiaire, la production et la distribution d'hydrogène posent de nombreux problèmes comme la rentabilité, la sécurité ou l'approvisionnement. Pour cela, on utilise un **reformeur** : c'est une unité qui permet d'« extraire » l'hydrogène de composants en contenant comme gaz naturel ou biogaz (surtout méthane CH_4), méthanol ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$)... Ces reformeurs sont la plupart du temps intégrés à la pile à combustible.

Ce reformage est une suite de réactions permettant, à partir du gaz naturel par exemple, d'obtenir de l'hydrogène qui alimentera le cœur de la pile à combustible. La première étape fournit un mélange appelé « Syngas » et composé d'hydrogène, de CO, CO₂... en proportions variables selon la technologie de reformage choisie. Ce mélange doit ensuite être purifié et l'hydrogène séparé.

Les piles fonctionnant à haute température (MCFC et SOFC) n'ont, par contre, pas besoin de reformeur, car la dissociation du combustible (gaz naturel, biogaz...) se fait dans le cœur de la pile.

Il est donc à retenir qu'aucune pile à combustible pour la cogénération n'utilise directement de l'hydrogène, mais que le combustible le plus répandu est le gaz naturel (avec éventuellement du biogaz comme alternative).

■ Le catalyseur

C'est une particularité des piles dites à basse température (PEMFC, DMFC, PAFC et AFC). Pour ces piles, la vitesse de transformation de l'hydrogène en ions et électrons est très lente. On utilise donc un corps qui accélère ce phénomène : un catalyseur qui est déposé sur les électrodes. Pour ces piles, le seul utilisable à ce jour est le platine qui est classé avec les métaux précieux (il est utilisé en bijouterie et pour les pots catalytiques de véhicules).

Il est malheureusement soumis à des fluctuations de cours très importantes (début décembre 2008, il coûtait environ 25 US\$ par gramme et 37 US\$ en mai 2009 avec des pics dans le passé pouvant atteindre 65 US\$), ce qui rend le prix des piles à combustible l'utilisant encore très élevé.

Les piles dites à haute température (MCF et SOFC) par contre peuvent se passer de platine.

■ Autres caractéristiques

Les piles à combustible se caractérisent par un niveau de bruit relativement faible (il n'y a aucune pièce mobile en dehors des équipements annexes).

Elles ont encore un rendement électrique relativement faible, surtout pour les faibles puissances, celles qui nous intéressent. On atteint 50 % électriques pour les fortes puissances (plusieurs centaines de kW).

De plus, le cœur de la pile vieillit et ses performances diminuent avec le temps.

Ce sont ces deux derniers obstacles que les différents constructeurs essaient de surmonter.

4.6.2 Pile à combustible Vaillant – PEMFC – 5 kW_{él.}

■ Description

L'unité de micro-cogénération Vaillant (figure 4.65) utilise un cœur de pile de type PEMFC, donc fonctionnant à basse température, avec une puissance électrique modulable (tableau 4.14).

La pile à combustible Vaillant a été évaluée à grande échelle à partir de 2004 dans le cadre du programme européen Virtual Fuel Cell Power Plant (VPP) avec plus de 30 piles installées dans sept pays européens dont la France. L'ensemble constituait une centrale virtuelle.



Figure 4.65 — Pile à combustible Vaillant (source : Vaillant).

■ Caractéristiques

Tableau 4.14 — Caractéristique de la pile à combustible Vaillant.

Cœur de pile	PEMFC
Combustible	Gaz naturel
Puissance électrique	1-4,6 kW
Puissance thermique maximale	~ 7 kW
Rendement électrique	~ 30-35 %
Rendement global	~ 90 %

4.6.3 Pile à combustible Hexis Sulzer Galileo 1000N – SOFC – 1 kW_{él.}

■ Description

La pile à combustible de la société suisse Hexis (figure 4.66) utilise un cœur de pile de type SOFC fonctionnant à haute température (plus de 800 °C).



Figure 4.66 — Pile à combustible Hexis Galileo
(source : Hexis AG).

■ Caractéristiques

Tableau 4.15 — Caractéristique
de la pile à combustible Hexis Galileo.

Cœur de pile	SOFC
Combustible	Gaz naturel
Puissance électrique	1 kW
Puissance thermique	2,5 kW
Rendement électrique	25-30 %
Rendement global	~ 85 %
Dimensions (profondeur × largeur × hauteur)	550 × 550 × 1 600 mm
Poids	170 kg

■ Fonctionnement

Le cœur de la pile à combustible Hexis Galileo, basé sur le type SOFC, se compose de disques de matériau céramique empilés (figure 4.67). Le combustible circule du centre vers la périphérie.

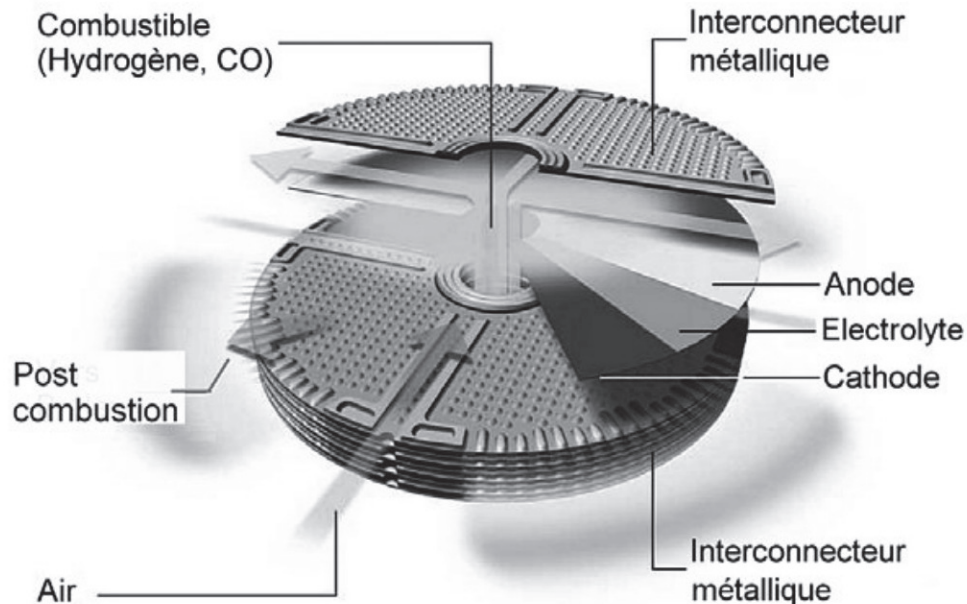


Figure 4.67 – Cœur de pile SOFC (source : Hexis AG).

Si les piles à combustible de type SOFC (fonctionnant entre 800 et 1 000 °C) sont plus exigeantes en termes de matériaux devant résister à de très hautes températures, ces mêmes hautes températures permettent une utilisation de combustibles plus variés et une préparation de ces combustibles plus simple que pour les piles de type PEMFC.

4.6.4 Pile à combustible Baxi Innotech GAMMA 1.0 – PEMFC – 1 kW_{él}.

À l'origine, les piles à combustible étaient développées par la société European Fuel Cell GmbH (EFC) fondée en 1999, reprise par le groupe BAXI en 2002 puis intégrée sous le nom de Baxi Innotech en 2007.

La pile à combustible GAMMA 1.0 est la génération actuelle d'une famille dont les modèles précédents (BETA, BETA 1,5 et BETA 1,5 Plus) ont été éprouvés par de nombreuses campagnes d'essais.

■ Description

La pile à combustible Innotech (figure 4.69) est basée sur un cœur de pile de type PEMFC fonctionnant à basse température (70 °C).

Elle est cependant équipée d'une chaudière intégrée pouvant fournir soit un appoint de chaleur, soit assurer l'approvisionnement thermique en cas d'arrêt de la pile à combustible.

Figure 4.68 — Composants
de la pile à combustible Hexis
Galileo (source : Hexis AG).

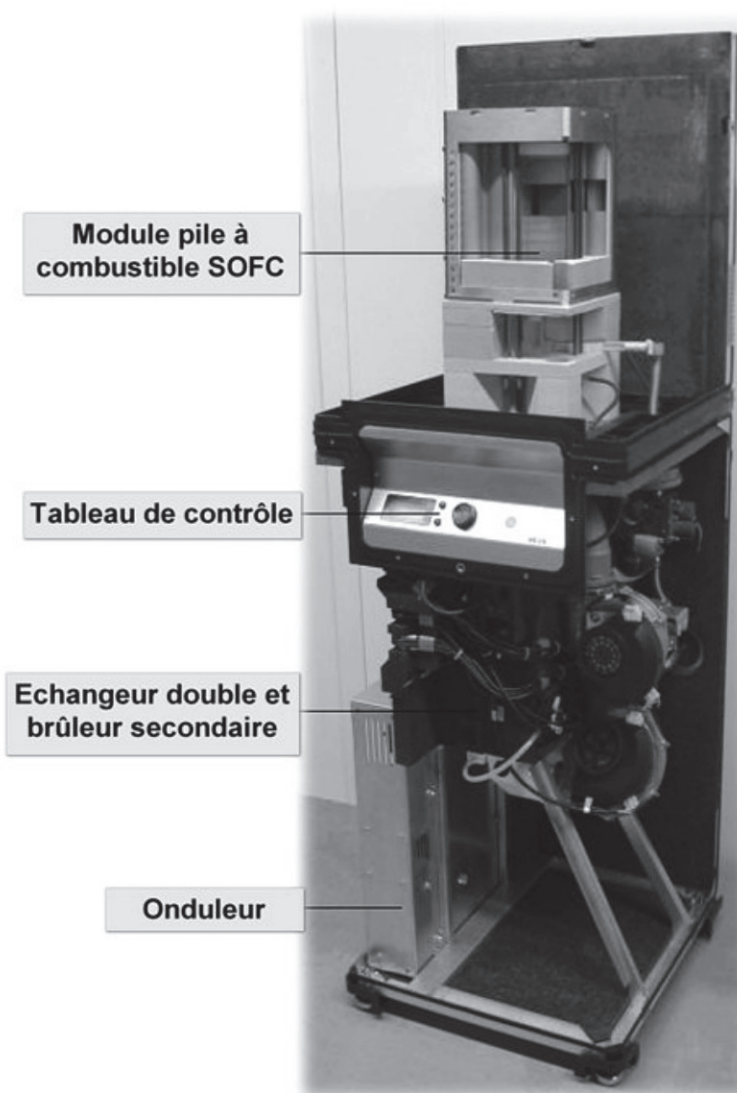


Figure 4.69 — Unité de micro-cogénération GAMMA 1.0
(source : BAXI INNOTECH GmbH).

■ Caractéristiques

Tableau 4.16 — Caractéristiques de la pile à combustible GAMMA 1.0.

Cœur de pile	PEMFC
Combustible	Gaz naturel, biogaz
Puissance électrique	1,0 kW (230 V, 50 Hz)
Rendement électrique	32 %
Puissance thermique	1,7 kW
Modulation de la puissance	30-100 %
Rendement global	> 85 %
Dimensions (largeur × profondeur × hauteur)	600 × 600 × 1 600 mm
Poids	Environ 200 kg

■ Fonctionnement

La pile à combustible GAMMA 1.0 est commandée à partir d'un panneau tactile placé sur la face avant.



Figure 4.70 — Panneau de commande de l'unité GAMMA 1.0 (source : BAXI INNOTECH GmbH).

■ « Générateur » électrique

Il s'agit d'une pile à combustible dont le cœur est le module FCgen-1030 fourni par la société canadienne Ballard Power Systems, un des leaders dans ce domaine.

■ Combustible

Le cœur de la pile est alimenté en hydrogène fourni par un reformeur utilisant du gaz naturel ou du biogaz.

■ Chaudière auxiliaire

Une particularité du modèle GAMMA 1.0 est la chaudière auxiliaire dont elle est équipée. Sa puissance thermique est variable entre 3,5 et 15 ou 20 kW. Son rendement est d'environ 109 %.

■ Émissions sonores

Elles sont inférieures à 50 dB (A).

■ Statuts

Cette unité de micro-cogénération est en phase d'évaluation (production en présérie). Elle fait partie du panel sélectionné pour le programme allemand Callux qui prévoit l'installation de près de 800 piles à combustible d'ici à fin 2012.

4.6.5 Statuts des unités de micro-cogénération à pile à combustible

La possibilité d'utiliser des piles à combustible en cogénération remonte aux années 1960-1970 où, par exemple, le programme américain TARGET (*Team to Advanced Research on Gas Energy Transformation*) a permis d'évaluer 65 piles à combustible de 12,5 kW aux États-Unis, au Canada et au Japon entre 1971 et 1973.

À ce jour (2009), aucune pile à combustible n'est encore vraiment commercialisée même à petite échelle. De nombreux programmes européens ou nationaux ont été ou sont conduits à travers le monde.

Les pays les plus actifs sont le Japon et l'Allemagne.

Au Japon, plus de 2 000 piles à combustible de faible puissance sont en cours d'évaluation dans un programme qui s'étend jusqu'en 2010.

En Allemagne, le programme Callux a été lancé fin 2008 par le ministère allemand de la circulation, construction et du développement urbain (BMVBS) avec neuf partenaires sur une durée totale de sept ans.

Il prévoit dans une première phase (jusqu'en 2012) l'installation de plus de 800 piles à combustible de puissance électrique de 1 à 5 kW. Les fournisseurs sont Baxi, Hexis, Vaillant et Viessmann pour des piles de type PEMFC ou haute température SOFC. Ces piles utilisent le gaz naturel comme énergie primaire avec un reformage au sein de la pile à combustible pour produire l'hydrogène.

L'objectif est de montrer la viabilité de la pile à combustible comme unité de cogénération domestique et éventuellement d'amorcer une production industrielle avec commercialisation vers 2015. Ceci devrait entraîner aussi une économie d'environ 30 % en énergie primaire par rapport à la situation actuelle.

4.6.6 Pile à combustible et micro-cogénération : quelle voie ?

Les progrès constants, surtout dans le domaine des membranes, permettent certes une amélioration des rendements et des durées de vie, mais entraînent aussi une évolution constante des modèles en développement, freinant ainsi l'industrialisation à moyenne ou grande échelle, seule voie pour les piles à combustible à s'imposer.

4.7 Autres

4.7.1 Solaire

Il ne s'agit pas de solaire photovoltaïque, bien que l'on puisse récupérer la chaleur absorbée par ce type de panneaux, mais plutôt d'utiliser l'énergie thermique solaire pour produire chaleur et électricité.

Le principe de base (figure 4.71) est de concentrer le rayonnement solaire sur une unité qui permette donc cette production simultanée de chaleur et d'électricité. Le miroir parabolique de concentration est mobile sur au moins deux axes pour une efficacité maximale. Le moteur Stirling (à « combustion » externe, ici le rayonnement solaire) se prête idéalement à cette application.

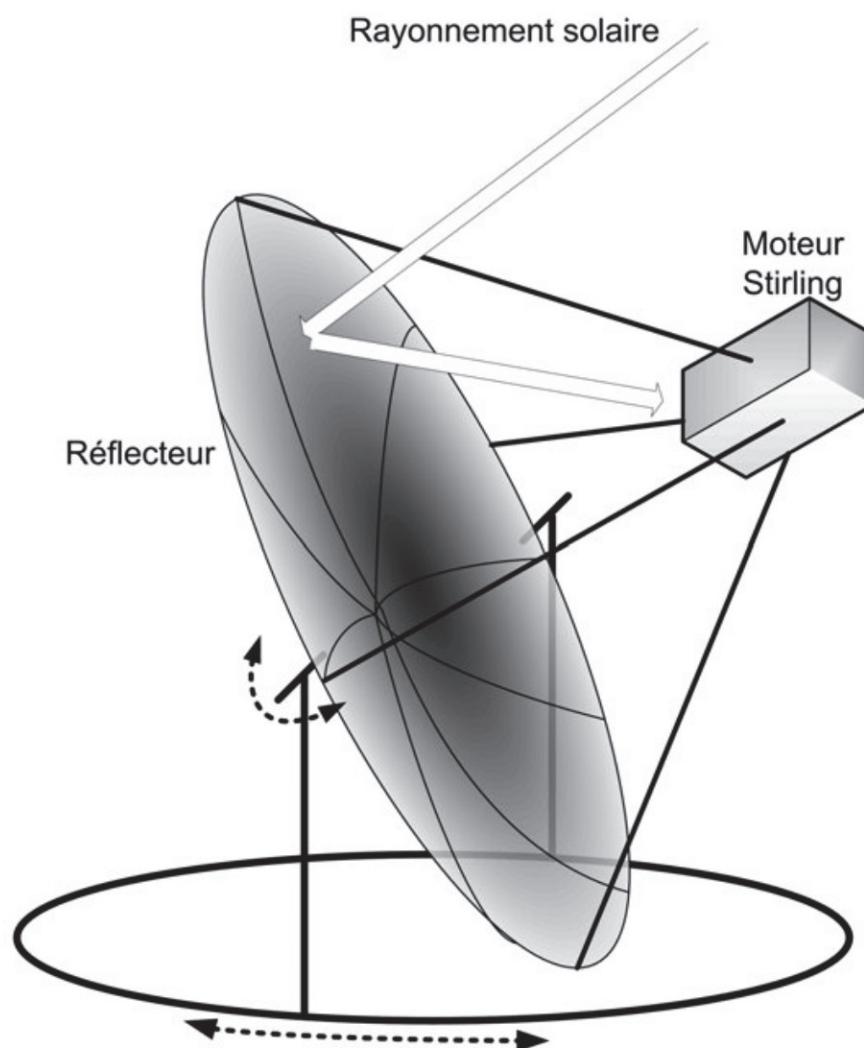


Figure 4.71 – Principe d'unité de micro-cogénération solaire.

De nombreuses campagnes d'évaluation ont eu lieu. Aux États-Unis, le système « Suncatcher » de Stirling Energy Systems (moteur Stirling de 25 kW_{él.}) fonctionne depuis 1984 ; en Europe, les systèmes Eurodish de 3 à 10 kW_{él.} sont en évaluation depuis 2002. Un exemplaire a été installé à Odeillo en 2004.

La société Sunmachine a présenté un projet basé sur son unité Stirling de 3 kW_{él.} (voir paragraphe 4.3). Une parabole de 4 m de diamètre composée de 8 segments concentre le rayonnement solaire sur ce moteur (figure 4.72). Un brûleur auxiliaire au gaz naturel permet de maintenir le moteur Stirling en fonctionnement lorsque le rayonnement est insuffisant ou pendant la nuit.



Figure 4.72 – Unité de micro-cogénération solaire Stirling (source : Sunmachine).

Remarque

Pour des puissances très élevées (plusieurs centaines de kW), ce type d'approche est utilisé dans les centrales solaires à concentration où le rayonnement solaire est renvoyé par des miroirs sur un foyer où un fluide est chauffé et vaporisé. Ce fluide entraîne généralement une turbine reliée à un générateur. Cependant la chaleur ne sert qu'à produire de l'électricité, ces centrales étant souvent éloignées du lieu d'utilisation.

4.7.2 Cycle de Rankine

■ Principe

Cette technologie est basée sur l'utilisation d'au moins un fluide intermédiaire chauffé et circulant en cycle fermé (figure 4.73). Ce fluide se vaporise et peut soit actionner une turbine, soit transmettre sa chaleur, par l'intermédiaire d'un échangeur thermique, au circuit de chauffage et/ou d'eau chaude. Si le fluide utilisé est un composé organique, on a alors un cycle organique de Rankine (ORC ou *Organic Rankine Cycle*).

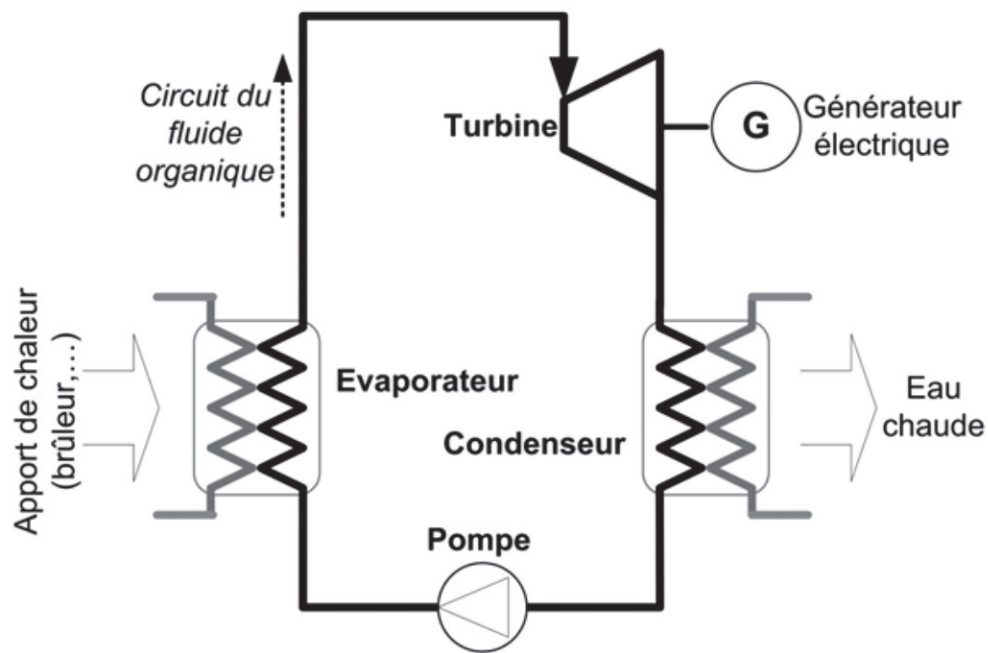


Figure 4.73 — Principe du cycle de Rankine.

Ce cycle porte le nom de l'ingénieur anglais qui l'a découvert en 1859, William Rankine.

■ Unité de micro-cogénération Energetix Genlec

Energetix Genlec Ltd., une filiale de la société britannique Energetix Group plc a développé, à partir de 2003, une unité de micro-cogénération basée sur le cycle organique de Rankine (ORC).

La spécificité de ce système est qu'il est conçu comme un module de micro-cogénération devant être intégré à une chaudière afin de proposer un système à un coût réduit.

Au lieu d'une turbine, c'est l'utilisation d'un expanseur à spirale (« Scroll expander ») qui a été favorisée.

L'expanseur Scroll (figure 4.74) est basé sur le principe du compresseur Scroll utilisé dans le domaine de la réfrigération, mais en inversant le fonctionnement : ici, le fluide organique entraîne la spirale mobile qui est reliée au générateur électrique.

L'expanseur Scroll de la société Genlec a été développé spécifiquement ainsi que le cycle organique de Rankine et la gestion électrique pour l'interface avec le secteur.

□ Principe

Un liquide organique est mis sous pression par l'intermédiaire d'une pompe dans un circuit fermé, puis vaporisé par la chaleur fournie indirectement par le brûleur d'une chaudière conventionnelle et un échangeur thermique primaire (figure 4.75). Cette vapeur sous pression passe ensuite par un expanseur à spirale (*Scroll expander*) et l'entraîne ; celui-ci actionne à son tour un générateur électrique qui est intégré à l'expanseur.

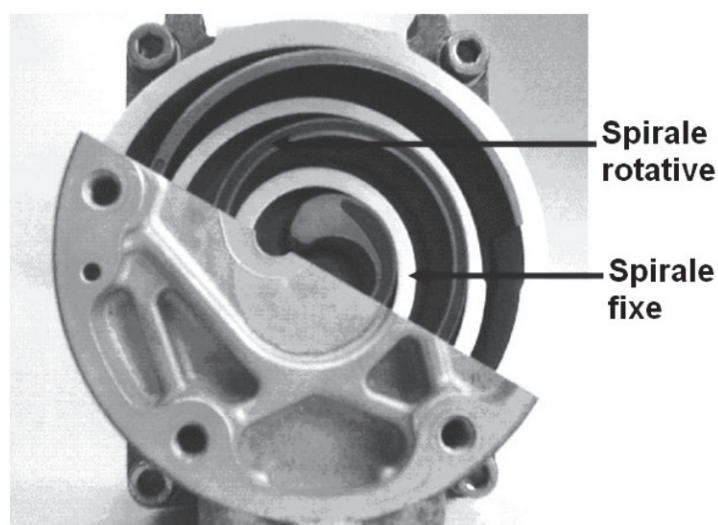


Figure 4.74 — Expandeur Scroll
(source : Energetix Genlec Limited).

La vapeur détendue traverse un échangeur thermique (condenseur) où la chaleur est récupérée pour le circuit de chauffage et d'eau chaude. Cette vapeur se condense, puis est à nouveau comprimée et le cycle reprend.

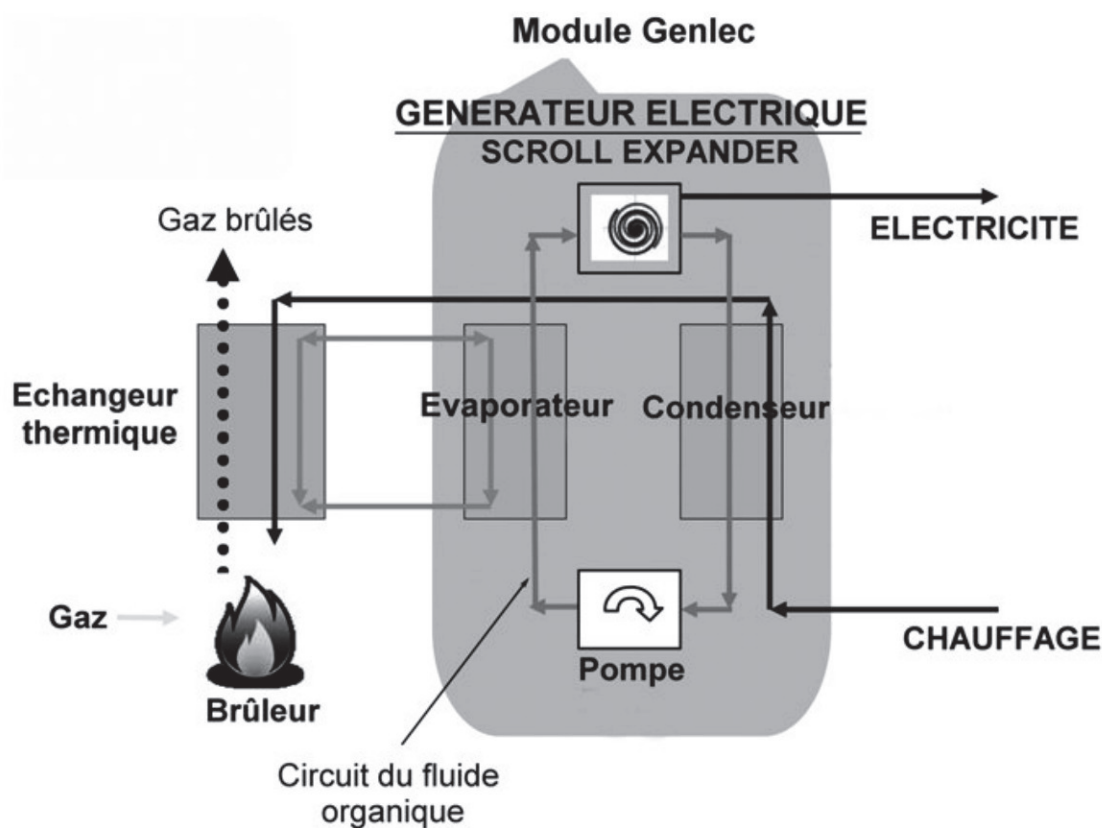


Figure 4.75 — Principe de l'ensemble de micro-cogénération basé sur le module Genlec
(source : Energetix Genlec Limited).

Une vue 3D montre les composants principaux du module de base (figure 4.76).

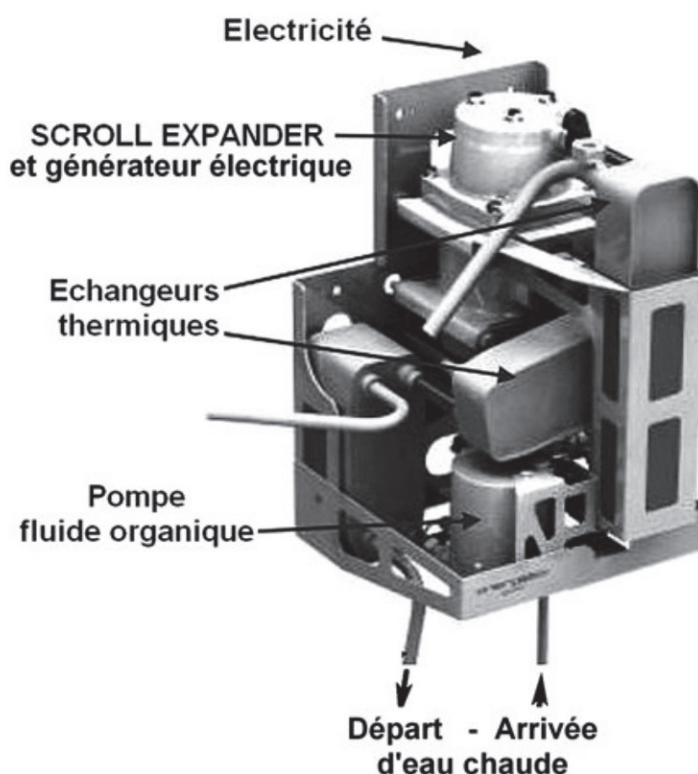


Figure 4.76 – Vue 3D du module de base Genlec (source : Energetix Genlec Limited).

□ Caractéristiques

Tableau 4.17 – Caractéristiques du module Genlec.

Moteur	ORC
Générateur électrique	À aimant permanent triphasé
Combustible	Gaz naturel (pour la chaudière)
Puissance électrique	0,2 – 1 kW
Puissance thermique	10,5 kW maximum
Rendement électrique	10-12 %
Rendement global	> 90 %
Dimensions (profondeur × largeur × hauteur)	Intégré à une chaudière
Poids	~ 30 kg + chaudière

□ Description

Module Genlec. Le cœur d'une unité de micro-cogénération est basé sur le module Genlec utilisant le cycle organique de Rankine (figure 4.77).

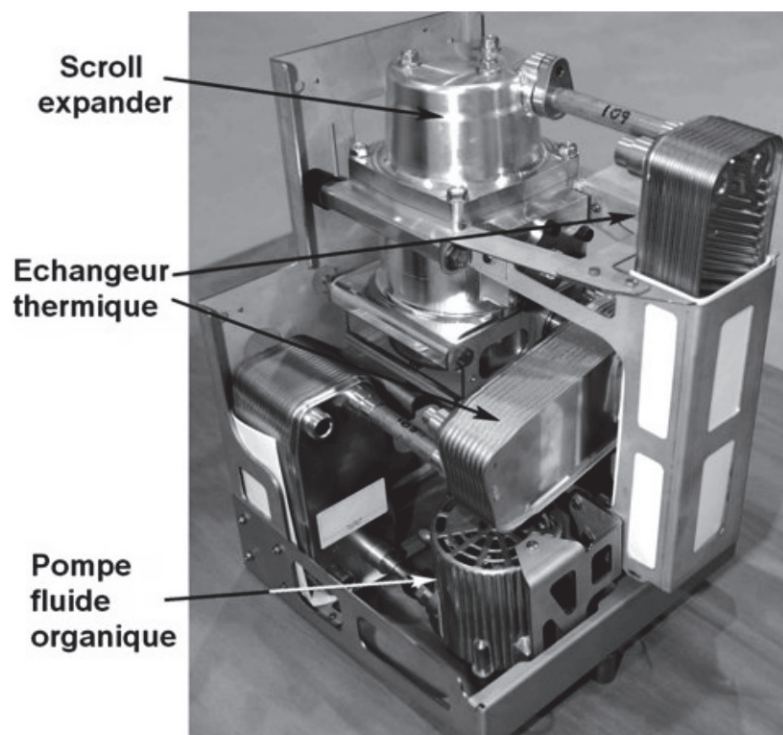


Figure 4.77 — Module Genlec (source : Energetix Genlec Limited).

L'unité de micro-cogénération bâtie autour du module Genlec peut être conçue comme unité murale (figure 4.78).



Figure 4.78 — Exemple d'intégration du module Genlec dans une unité murale (source : Energetix Genlec Limited).

Elle se compose du module ORC, d'un échangeur primaire et d'une unité de contrôle (gestion du module Genlec et de l'électricité produite).

□ Statuts

La première unité a été présentée en Angleterre fin 2008.

Energetix Genlec Ltd a signé en 2009 un accord avec la société hollandaise Daalderop B.V. pour intégrer son unité à une chaudière. Les premiers essais sont prévus en Hollande et en Grande-Bretagne fin 2009.

D'autres accords avec des fournisseurs d'énergie (E.ON) et d'équipements de chauffage (en Allemagne, Italie, Hollande et Grande-Bretagne) ont été signés ou sont en voie de signature.

■ Volant d'inertie

□ Principe

Un volant d'inertie est une masse en rotation très rapide (plusieurs milliers de tours/mn) qui, une fois lancée (il faut donc fournir une énergie), maintient sa rotation et peut restituer l'énergie sous forme mécanique ou électrique.

Le lancement et le maintien de la vitesse de rotation peut se faire par un moteur externe (avec un système d'accouplement/désaccouplement) ou électriquement, le volant étant à la fois moteur et générateur électrique (figure 4.79).

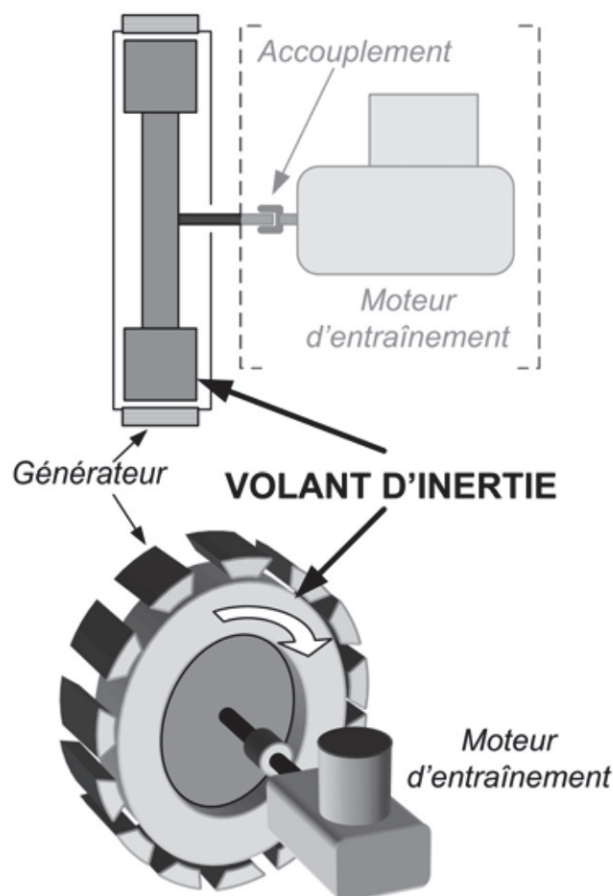


Figure 4.79 — Principe du volant d'inertie.

Afin de réduire les pertes par frottements qui ralentiraient le volant, celui-ci est en général placé sous vide et on utilise des paliers sans frottements (magnétiques par exemple).

Pour la production d'électricité, le volant est soit relié à un générateur, soit constitue lui-même une partie du générateur (aimants permanents sur la périphérie par exemple).

Le volant d'inertie est utilisé depuis longtemps comme stockage d'énergie pour différentes applications :

- dans les véhicules pour récupérer l'énergie de freinage par exemple,
- comme alimentation de secours (alternative aux batteries ou aux groupes électrogènes) allant jusqu'à plusieurs centaines de kW ou même plusieurs MW (système de la société américaine Active Power Inc.), utilisée pour les serveurs informatiques ou les centres de télécommunication.

■ Unité de micro-cogénération Energiestro

La société française Energiestro créée en 2001 a développé une unité de micro-cogénération basée sur un volant d'inertie.

Elle est plus particulièrement adaptée pour alimenter un site isolé (habitations, villages, chantiers, relais de communication...).

□ Caractéristiques

Le volant d'inertie entraîné par un moteur diesel est enfermé dans une enceinte sous vide.

Tableau 4.18 – Caractéristiques de l'unité de micro-cogénération Energiestro.

Moteur	Combustion interne 3 cylindres – 1 000 cm ³ Volant d'inertie tournant à 3 400 t/mn
Générateur électrique	Synchrone à fréquence variable 400 V triphasé
Combustible	Huile végétale
Puissance électrique	6 kW Modulable de 0 à 200 % 12 kW au démarrage
Puissance thermique	12 kW (lorsque le moteur fonctionne)
Rendement électrique	30 %
Rendement global	90 %
Dimensions (profondeur × largeur × hauteur)	2 000 × 1 000 × 1 000 mm
Poids	1 tonne

□ Description

Un moteur diesel (3) entraîne le volant d'inertie (1) placé dans une enceinte sous vide (5). Le volant est intégré au générateur électrique (2) ; l'ensemble est placé dans un caisson assurant l'isolation phonique. Un embrayage permet de désaccoupler le moteur lorsque le volant atteint sa vitesse de rotation nominale (figure 4.80).

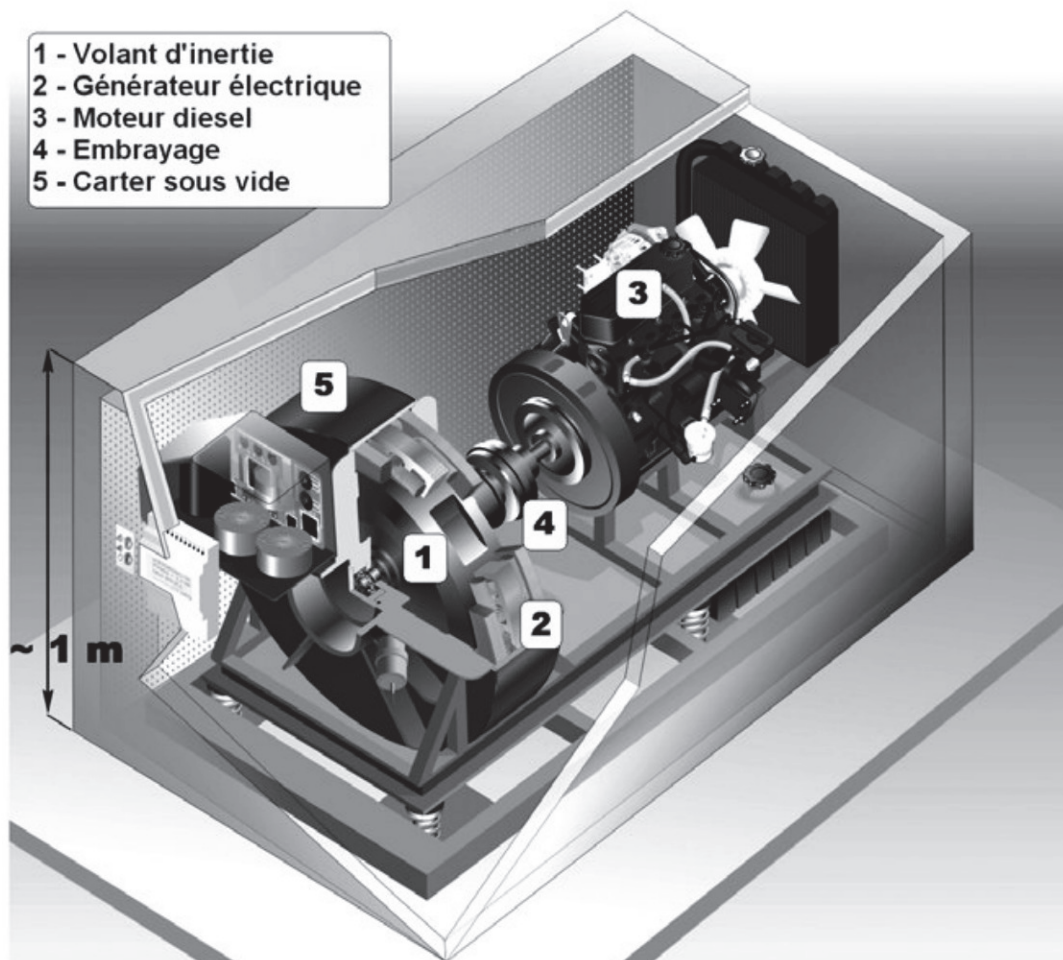


Figure 4.80 – Unité de micro-cogénération Energiestro
(source : Energiestro).

□ Fonctionnement

Le pilotage de l'unité Energiestro est fait selon la demande en électricité : lors d'une demande faible, le volant d'inertie assure seul la production électrique ; si la demande est forte, le moteur diesel prend la relève. À ce moment-là, la chaleur produite par le moteur et celle des gaz d'échappement sont récupérées pour le chauffage et l'eau chaude.

L'avantage d'associer un volant d'inertie à un moteur à combustion interne est de réduire la durée de fonctionnement de ce moteur tout en assurant une production continue d'électricité.

Par rapport à une unité de micro-cogénération conventionnelle, la durée de vie du moteur est fortement augmentée, celui-ci ne fonctionnant que par intermittence pour relancer le volant d'inertie.

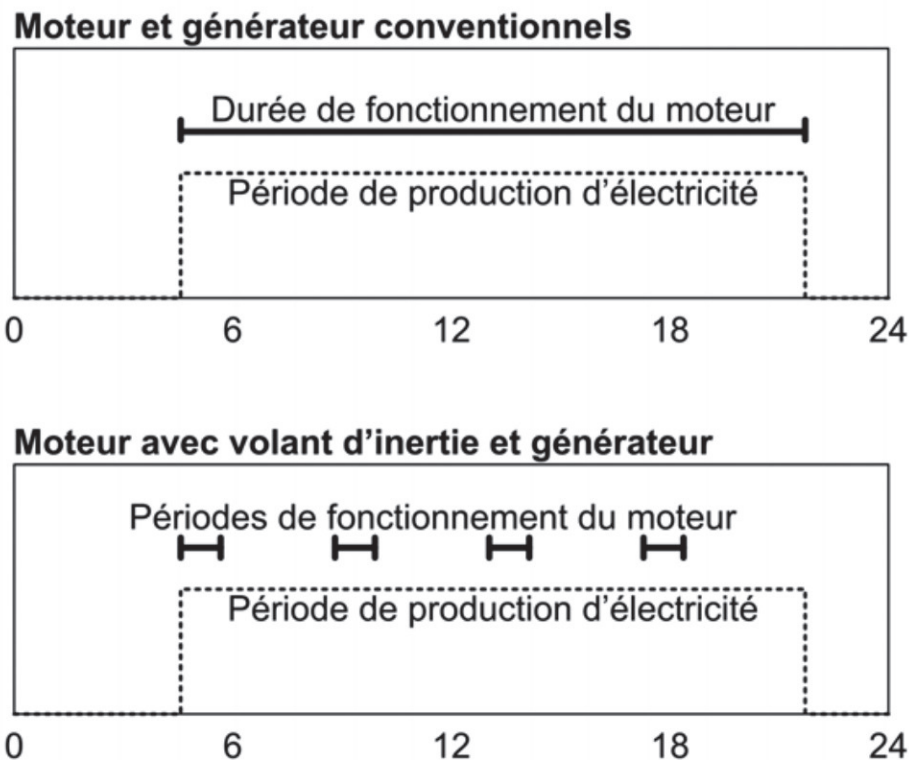


Figure 4.81 – Comparaison du fonctionnement d'unités de micro-cogénération avec et sans volant d'inertie (représentation schématique).

La figure 4.81 montre que, pour une même durée de production d'électricité, le moteur avec volant d'inertie ne fonctionne que partiellement. Energiestro escompte une division par trois de la consommation de combustible et une durée de vie du moteur pouvant atteindre 20 ans.

☐ Combustibles

Les combustibles utilisables actuellement (2009) sont l'huile végétale pure ou le « biodiesel ».

☐ Statuts

La phase d'évaluation des unités de présérie a démarré en 2009 et s'étendra sur au moins un an avant commercialisation.

4.8 Comparaison des unités de micro-cogénération

4.8.1 Classement en fonction de la puissance électrique

La classification (figure 4.82) a été faite en fonction de la technologie utilisée pour produire l'électricité. On constate que les puissances électriques les plus importantes, supérieures ou égales à 5 kW sont obtenues avec les moteurs à combustion interne (que ce soit avec générateur direct ou roue d'inertie).

L'autre tendance est le nombre d'unités de micro-cogénération d'une puissance électrique de l'ordre du kW, mieux adaptée à une maison individuelle.

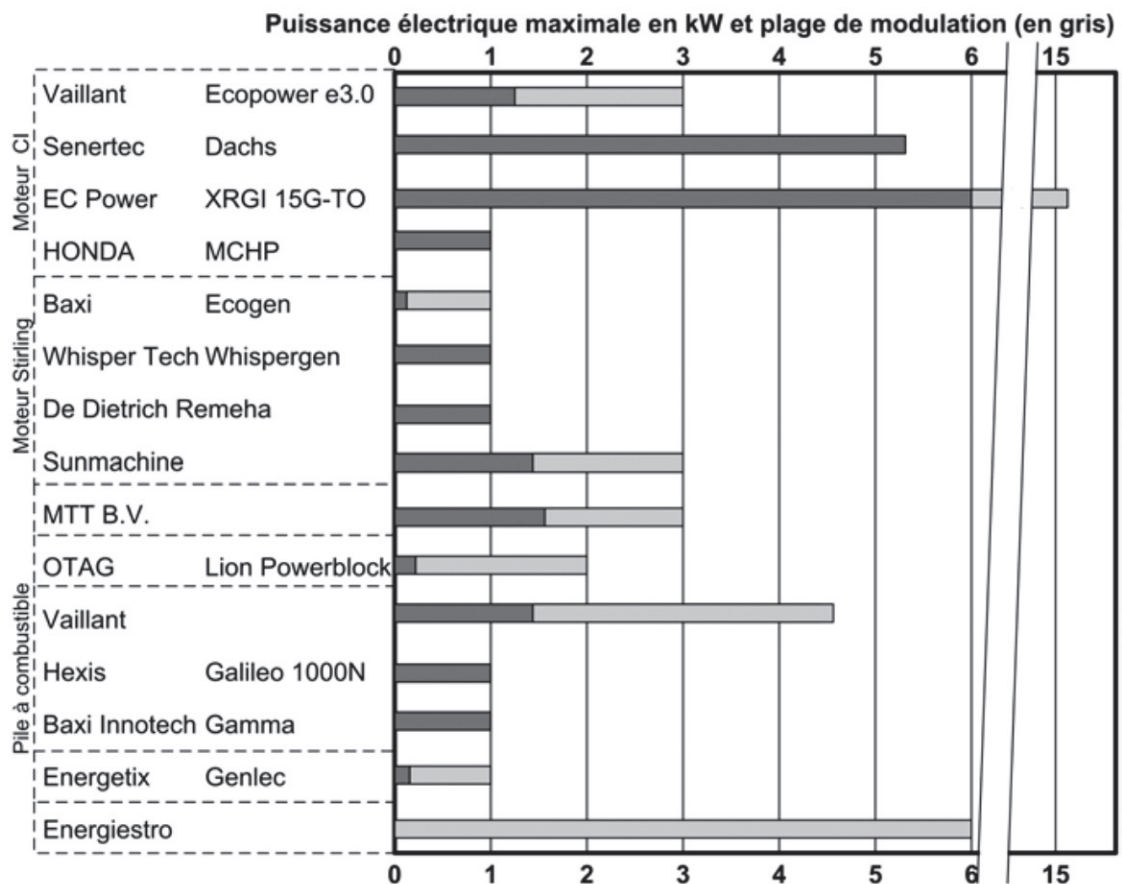


Figure 4.82 – Puissance électrique des unités de micro-cogénération décrites.

4.8.2 Classement en fonction de la puissance thermique

Si l'on considère la puissance thermique produite (figure 4.83), on observe par contre un nombre plus important d'unités de puissance thermique élevée (supérieure à 10 kW), trop élevée pour une maison individuelle ayant un besoin thermique faible ou moyen (80-120 kWh/m².an).

Ce nombre élevé est aussi lié à certaines technologies d'unités de micro-cogénération, en particulier les moteurs Stirling, ayant un rendement thermique élevé, comparé au rendement électrique (figure 4.84).

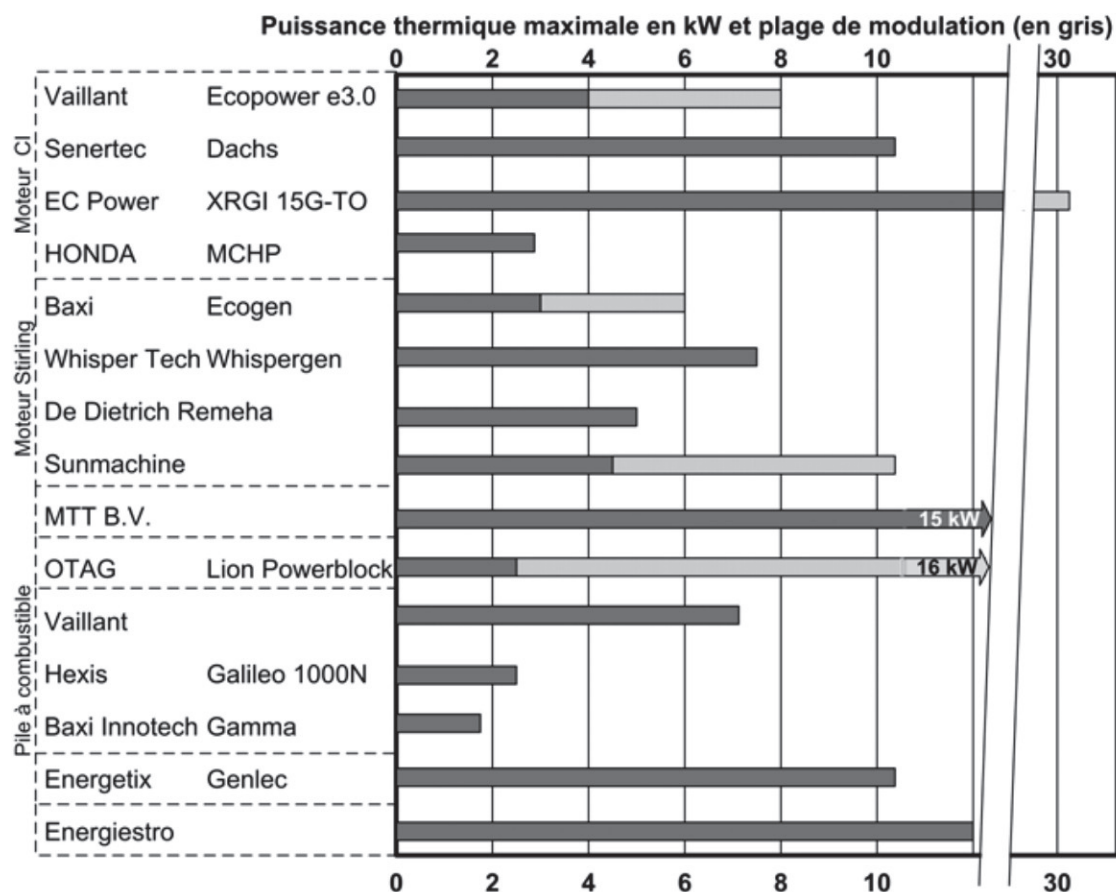


Figure 4.83 – Puissance thermique des unités de micro-cogénération décrites.

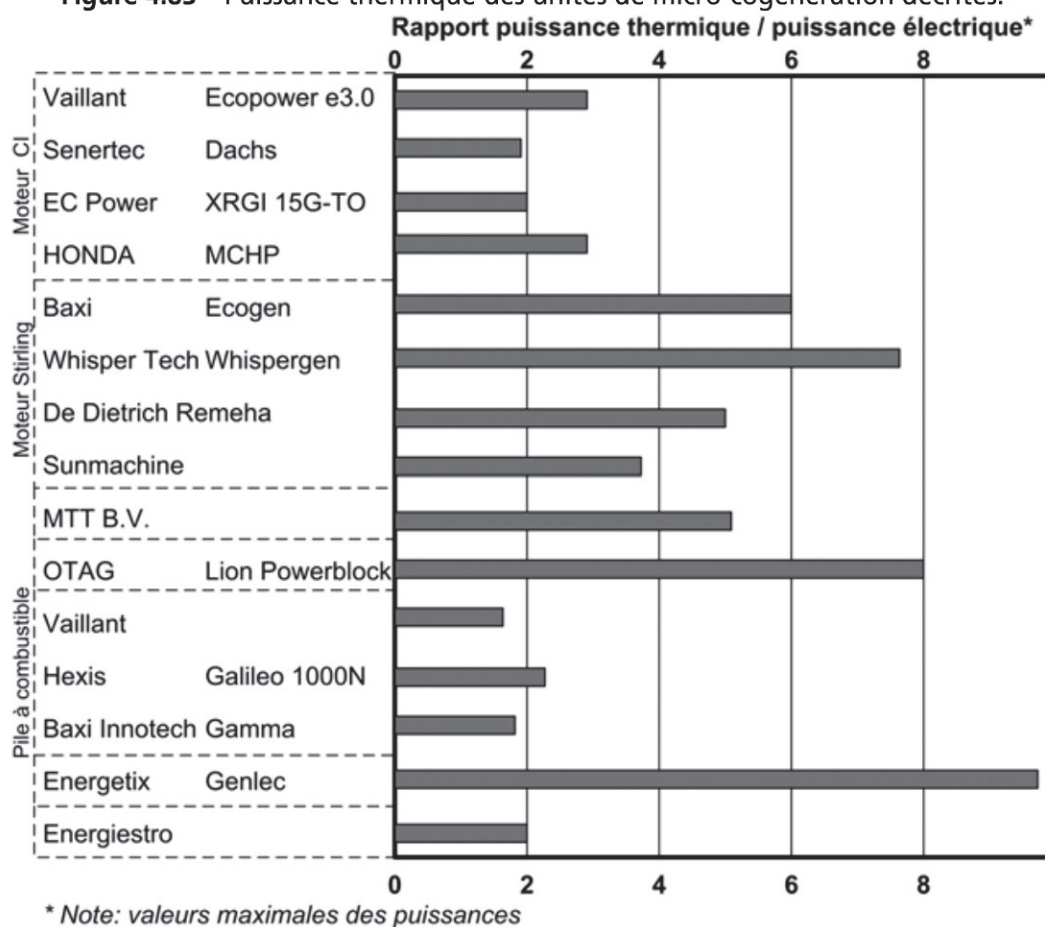


Figure 4.84 – Rapport puissance thermique/puissance électrique des unités de micro-cogénération décrites.

4.8.3 Classement en fonction du rapport puissance thermique/puissance électrique

Cette classification (figure 4.84) permet une première approche dans le choix d'une unité de micro-cogénération en optimisant la puissance thermique et électrique fournie par rapport aux besoins thermiques et électriques globaux pour l'utilisation envisagée.

5 • COMBUSTIBLES

Dans une approche environnementale, les nombreux combustibles utilisables peuvent être classés selon leur origine : fossile ou renouvelable.

On peut aussi considérer leur disponibilité et coût, aussi bien au niveau du réseau de distribution, de l'évolution des prix que de leur évolution commerciale.

B

UNITÉS DE MICRO-COGÉNÉRATION – CRITÈRES DE SÉLECTION ET LÉGISLATION

5.1 Gaz naturel

De tous les combustibles d'origine fossile, le gaz naturel est, après le charbon, celui dont les réserves sont les plus importantes avec, malgré tout, un avantage certain par rapport au charbon ou au fioul en termes de faible pollution lors de sa combustion.

Les réserves potentielles supplémentaires sont les hydrates de méthane (le méthane est contenu dans un réseau de molécules d'eau) au fond des océans dont les volumes sont cependant difficiles à estimer.

Le gaz naturel est en fait un mélange de différents gaz dont le plus important est le méthane (CH_4). La composition varie en fonction des gisements de production.

La France importe pratiquement tout le gaz naturel nécessaire et ceci sous deux formes : gaz comprimé par gazoduc et GNL (Gaz Naturel Liquéfié) par méthannier. Les principales sources sont la Norvège, la Russie, les Pays-Bas et l'Algérie (à eux quatre représentant près de 80 % des importations). Il est aussi à noter que la production européenne (la Norvège, les Pays-Bas, le Royaume-Uni...) est en diminution constante.

En France, un réseau de distribution de près de 180 000 km permet d'alimenter une très grande part de la population (près de 80 % des résidents d'une commune).

On parle du gaz naturel comme de la source d'énergie du XIX^e siècle avec le GNL prenant une importance croissante par sa facilité de transport maritime.

5.2 Biogaz

Le biogaz est un mélange de gaz issus de la dégradation biologique anaérobie (sans oxygène) de matières organiques (figure 5.1). Il est composé principalement de méthane et de gaz carbonique ; les autres gaz peuvent être de l'azote, des composés soufrés, des siloxanes, de l'ammoniac...

Les matières premières peuvent provenir de la biomasse (plaquettes de bois...), d'exploitations agricoles (marc de raisin, lisier, résidus laitiers...) ou d'autres sources (boues papetières, ordures ménagères, boues de stations d'épuration – STEP...).

Le rendement est fonction du produit de départ. Les déchets de maïs permettent d'obtenir environ 200 m³ de biogaz (à 52 % de méthane) par tonne ; le lisier de porc donne 40 m³ de gaz à 65 % de méthane par tonne.

Avant utilisation, le gaz doit être purifié soit pour l'utilisation locale envisagée, soit pour être injecté dans le réseau de gaz naturel (ce qui n'est pas encore le cas en France en 2009). Il doit alors répondre aux mêmes critères que le gaz naturel (teneur en méthane et autres gaz, odorisation...).

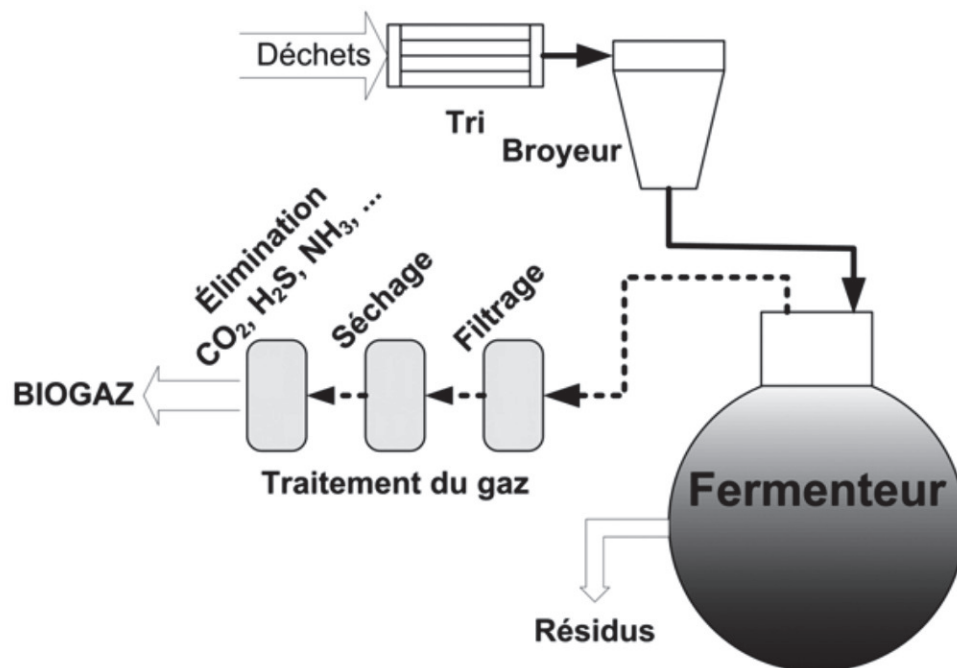


Figure 5.1 – Préparation du biogaz (schématisée).

Le biogaz aujourd'hui

Bien qu'il ne représente en France qu'une fraction encore négligeable comparé au gaz naturel, il est cependant appelé à se développer, le nombre d'installations de méthanisation croissant rapidement face au problème du volume des ordures ménagères en augmentation et de la nécessité de valoriser énergétiquement tous les déchets.

Au niveau européen, en énergie globale produite, l'Allemagne (2,4 Mtep) est en tête, suivie de la Grande-Bretagne (1,6 Mtep) et, plus loin, de l'Italie et de l'Espagne. En France la production représente environ 0,4 Mtep. L'Allemagne favorise aussi l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel (fin 2008, 16 unités fournissaient 600 millions de kWh ; ce chiffre devrait passer à 60 milliards de kWh en 2020).

5.3 Fioul

L'utilisation du fioul domestique comme combustible pour des chaudières est en diminution ne serait-ce que pour des raisons de coûts, le cours du pétrole ayant connu des pics importants ces dernières années. Et ceci même si les constructeurs présentent des modèles performants.

La tendance peut être étendue aux unités de micro-cogénération dont peu l'utilisent.

5.4 « Biocarburants » / Agrocaburants

Les agrocaburants (appelés aussi « biocarburants ») dont le développement a été motivé par des alternatives aux combustibles fossiles utilisés dans les transports peuvent constituer, selon leur origine, une alternative renouvelable au carburant liquide conventionnel qu'est le fioul.

Pour l'utilisation avec des chaudières ou pour la micro-cogénération on les trouve actuellement sous forme de « biodiesel » (que l'on devrait appeler plutôt agrodiesel) qui est généralement obtenu à partir d'huiles végétales (de tournesol, de colza ou de palme) ; ce sont les agrocaburants de première génération.

5.4.1 Agrocaburants de première génération

Ces agrocaburants sont dits de première génération, car ils sont produits principalement à partir de plantes vivrières (figure 5.2).

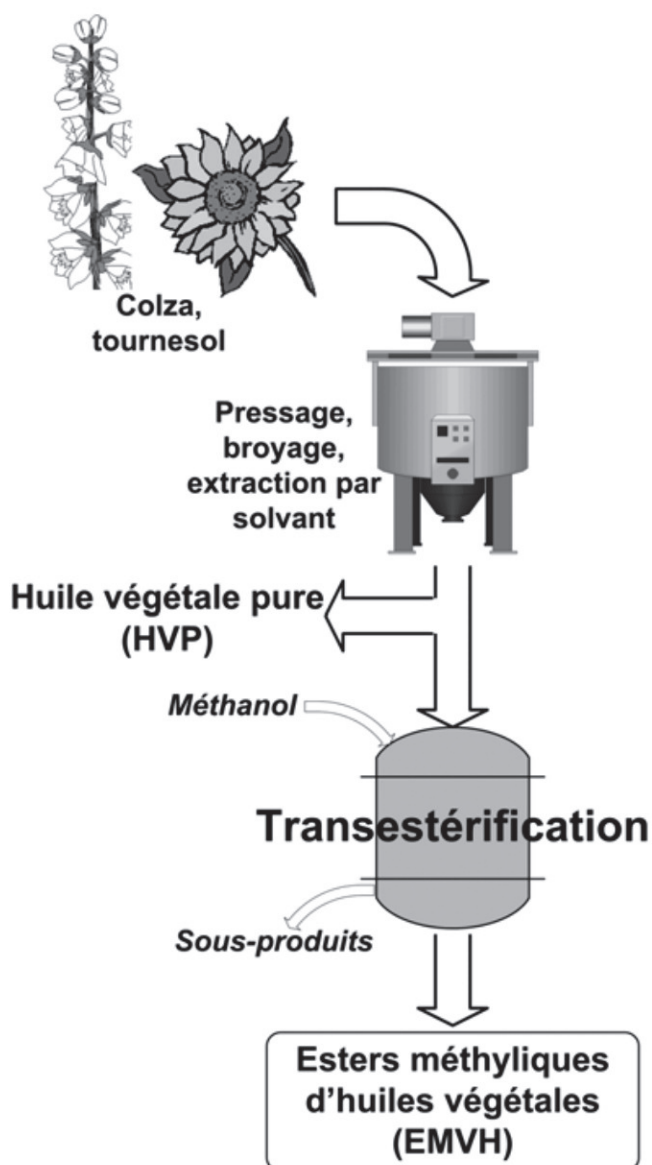


Figure 5.2 – Production du « biodiesel ».

A partir des graines (tournesol, colza ou palme), l'huile est extraite par pression, broyage ou par solvant. On obtient alors une huile végétale pure (HVP) qui peut être utilisée sous certaines conditions comme combustible. On peut aussi utiliser des huiles usagées – de friture par exemple – ou des graisses animales.

Dans l'étape suivante, ces huiles végétales, après préparation (semi-raffinage), sont transformées en une opération de transestérification avec un alcool (méthanol) et donnent des esters méthyliques d'huiles végétales (EMVH) appelés « biodiesel » ou Diester® en France.

Une tonne d'huile végétale semi-raffinée traitée (avec utilisation de 100 kg de méthanol) donne une tonne de Diester®.

Les rendements sont malgré tout faibles : 1 ha de colza ou de tournesol fournit au mieux l'équivalent énergétique d'une tonne d'équivalent pétrole. La consommation finale d'énergie du seul secteur résidentiel en 2007 était d'environ 45 Mtep qui nécessiteraient 45 millions d'ha de culture, soit 450 000 km²!

En 2008, la production européenne était de 7,8 millions de tonnes, soit 65 % de la production mondiale, et les usines de production ne tournaient qu'à moitié de leur capacité suite à une faible demande.

Leur coût de production global est aussi plus élevé que celui des produits pétroliers équivalents (fonction aussi du cours du pétrole) et seule une défiscalisation importante (TIPP réduite) leur assure un prix compétitif par rapport aux combustibles fossiles.

Ils soulèvent de plus de nombreux problèmes :

- **Éthiques** car l'utilisation de plantes alimentaires comme combustible n'est pas toujours acceptée.
- **Sociaux** car la priorité donnée à leur production soustrait une partie à l'alimentation animale ou humaine et entraîne aussi une augmentation des prix (« révolte de la tortilla » en 2007 au Mexique suite à l'augmentation du prix du maïs, utilisé pour produire de l'éthanol).
- **Écologiques** car certains pays se lancent dans la monoculture (palmiers à huile en Indonésie) intensive et industrielle (déforestation, utilisation d'engrais, d'eau, de pesticides...) avec toutes les conséquences sur la biosphère.
- **Énergétiques** car le bilan énergétique global (« du puits à la roue » c'est-à-dire de la plantation à la livraison du combustible) est sujet à controverse. Selon les hypothèses de départ des organismes le chiffrant, l'énergie totale nécessaire à la production d'agrocaburants et les gains potentiels en CO₂ varient dans une plage importante (sources : étude de l'OCDE de 2007 : « Biofuels : is the cure worse than the disease ? » ou de l'EPA – Environmental Protection Agency – américaine de 2009, étude comparative de l'ADEME en 2006 « Bilan énergétique et émissions de GES des carburants et biocarburants conventionnels »).

5.4.2 Agrocaburants de seconde génération

Beaucoup plus d'espoir est mis dans les agrocaburants de seconde génération qui devraient pouvoir être produits à partir de la biomasse (bois, paille, résidus agricoles, déchets verts...) ou de plantes non alimentaires (jatropha). Ce sont les procédés GTL (*Gas To Liquid*) ou BTL (*Biomass To Liquid*).

La production de carburants de synthèse est un processus connu et utilisé depuis les années 1930. Pour la biomasse (figure 5.3), on la transforme en gaz de synthèse, composé principalement de CO et H₂, puis on fait réagir ces deux gaz (réaction avec catalyseur dite de Fischer-Tropsch) dans un réacteur dont le choix des paramètres (température, pression...) permet, par exemple, la production de biodiesel.

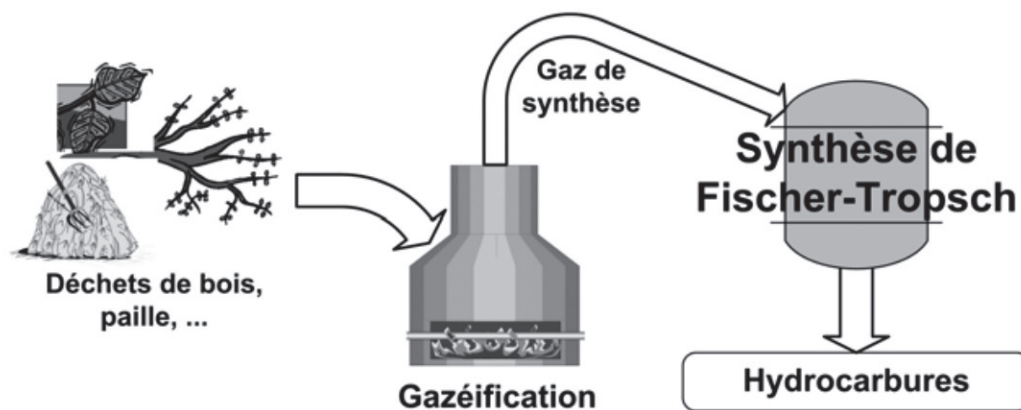


Figure 5.3 – Processus simplifié de traitement de la biomasse.

Les développements dans cette voie vont vers une amélioration des rendements et du coût de production pour passer à une phase industrielle (la société allemande Choren produit depuis 2006 à partir de la biomasse et selon le procédé Carbo-V[®] un carburant appelé Sundiesel[®] dans une unité d'une capacité de 15 000 t par an ; une unité de 200 000 t par an doit entrer en service en 2009).

Probablement à plus long terme, si les recherches aboutissent, certaines algues ou des procédés à base d'enzymes pourraient aussi permettre de produire du biodiesel.

Quel que soit le procédé choisi pour les agrocarburants de seconde génération, ceux-ci ne seraient disponibles en volumes importants que dans un délai de 5-10 ans (?) selon les études. Cependant, pour la micro-cogénération, ils constitueront une approche environnementalement plus soutenable que ceux de première génération.

5.5 Bois

5.5.1 Les granulés (ou pellets)

En micro-cogénération, seuls les granulés sont utilisés comme combustible. Apparus aux États-Unis dans les années 70, ils se sont ensuite étendus en Europe.

Ce sont des cylindres de 4 à 10 mm de diamètre et de 50 mm de longueur maximale (figure 5.4).

Ils sont produits à partir de sciure de bois compressée (figure 5.5), généralement sans ajout d'additifs, la lignine du bois jouant le rôle de colle naturelle lorsqu'elle est chauffée.

Remarque

Les granulés peuvent être aussi produits à partir de paille ou d'autres végétaux.

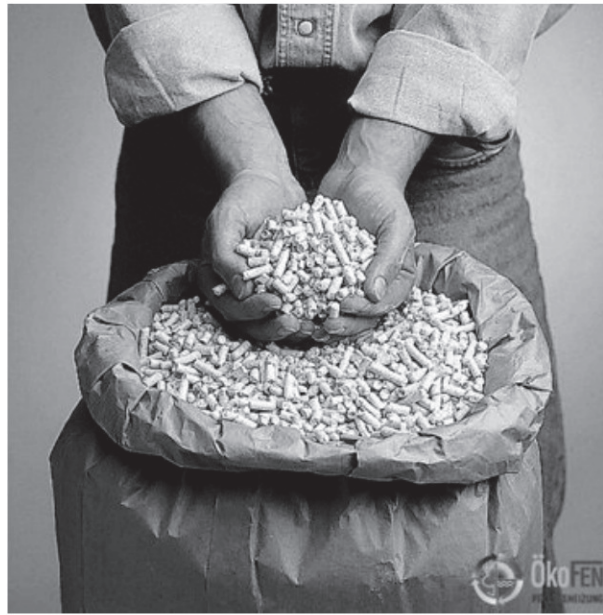


Figure 5.4 – Granulés de bois (source : ÖkoFEN).

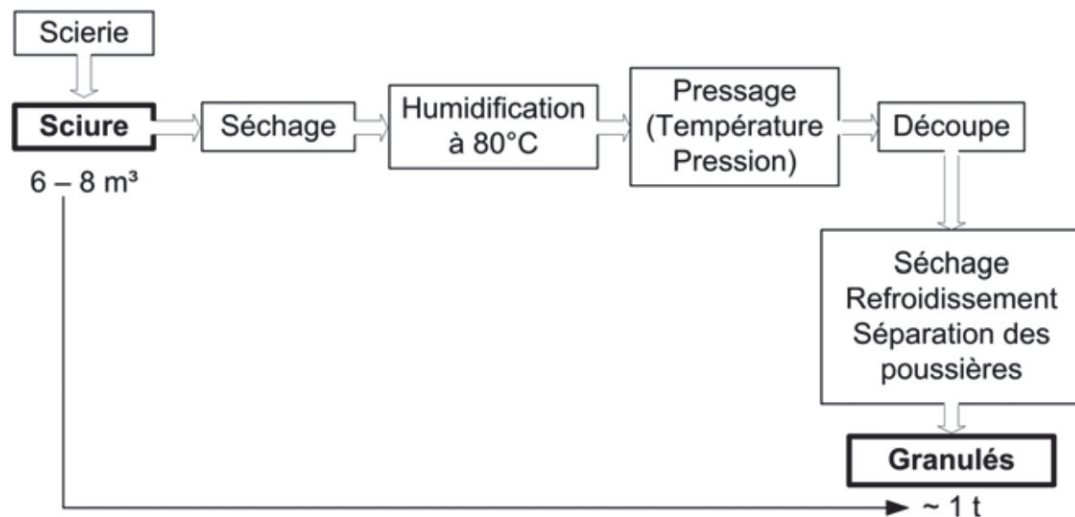


Figure 5.5 – Exemple de préparation de granulés de bois.

L'Europe est le premier utilisateur mondial de granulés (6 millions de tonnes en 2008 dont 4,5 millions de tonnes sont utilisées dans les centrales), surtout les pays nordiques où ils sont brûlés dans les centrales au charbon, soit mélangés, soit comme remplacement. La qualité des granulés est garantie par différentes certifications ou cahiers des charges : les normes allemandes (DIN 51731 et DINplus), autrichienne (Ö-Norm M7135, la plus exigeante actuellement), française (« NF granules biocombustibles » de 2008, bien que la mention biocombustible ne renvoie pas à une approche soutenable) ou même la charte du « Pellet Club » français spécifient ou définissent différentes caractéristiques comme les dimensions, le taux d'humidité, le pouvoir calorifique, le type ou la qualité du bois...

À court ou moyen terme, une norme européenne (EN 14961) en cours de finalisation (2009) sera amenée à remplacer les différentes normes nationales.

5.5.2 Utilisation des granulés en micro-cogénération

Parmi les unités utilisant les granulés, on trouve entre autres des équipements basés sur le moteur Stirling (Sunmachine) ou la vapeur (OTAG Lion Powerblock) déjà décrits.

■ Livraison et stockage

Les granulés sont généralement livrés en vrac (unité : la tonne) par camion souffleur (figure 5.6) ou en sacs.

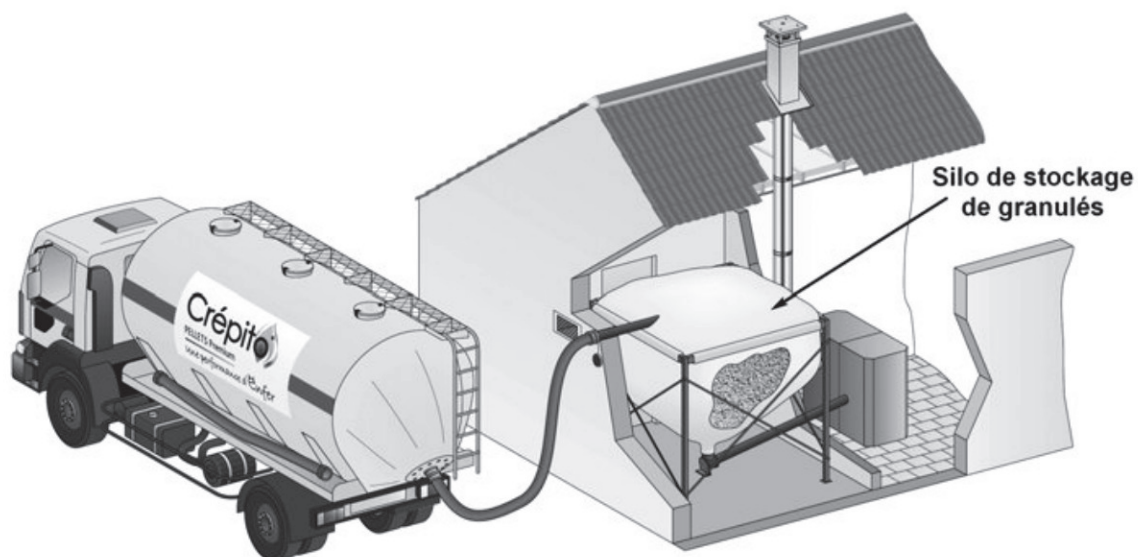


Figure 5.6 – Livraison de granulés par camion souffleur (source : Crépito® – société Euro Énergies).

Le stockage peut se faire dans un local approprié ou dans un silo souple (figure 5.7) à partir duquel il alimente la chaudière ou l'unité de micro-cogénération.



Figure 5.7 – Silo souple de stockage de granulés (source : ÖkoFEN).

■ Utilisation

Avantages

Sur le plan environnemental, les granulés sont presque neutres en termes d'émissions de gaz à effet de serre. On considère que la quantité de CO_2 émise lors de la combustion correspond à celle absorbée par l'arbre lors de sa croissance (photosynthèse figure 5.8).

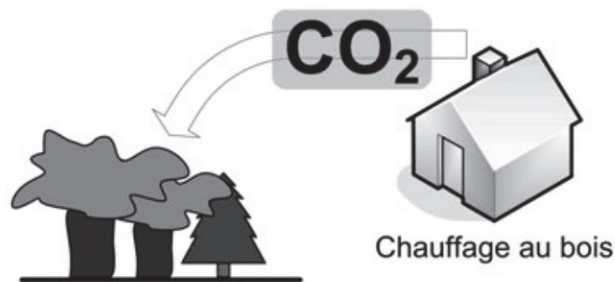


Figure 5.8 – Cycle du CO_2 .

Inconvénients

La combustion des granulés produit des fines particules (comme le fioul) qui sont entraînées par les gaz brûlés. En Allemagne, la concentration des particules fait déjà l'objet d'une limitation.

D'autre part, par rapport aux autres combustibles, le volume des granulés, à quantité d'énergie constante, est plus important (650 kg/m^3).

Par l'abondance de ressources forestières en France (plus de 15 millions d'ha) et en Europe, ce combustible peut être considéré comme une alternative écologique viable et aussi fiable en termes d'approvisionnement (fin 2008 il y avait 450 unités de production en Europe avec une capacité de 14 millions de tonnes).

5.6 Hydrogène

L'hydrogène, mentionné comme combustible pour le cœur des piles à combustible n'existe pas à l'état naturel.

Il est produit aujourd'hui principalement (à plus de 95 %) à partir de charbon ou de gaz naturel. L'électrolyse qui serait un procédé « propre » (obtenir l'hydrogène à partir de l'eau et de l'électricité) nécessite cependant des volumes d'eau importants (environ 9 litres par kg d'hydrogène) ainsi que d'importantes quantités d'électricité (de l'ordre de 5 kWh/Nm^3).

L'hydrogène produit aujourd'hui est utilisé principalement pour désulfurer les produits issus de la distillation du pétrole, comme le carburant diesel par exemple, et dans l'industrie chimique pour la production d'ammoniac (qui est à la base de la production d'engrais). Seule une faible quantité (~5 %) est disponible sur le marché pour l'industrie chimique fine ou électronique, les laboratoires...

Sa production et compression (hydrogène gazeux) ou liquéfaction (hydrogène liquide) sont consommatrices d'énergie et contribuent à la pollution – CO_2 – lors du reformage à partir du gaz naturel. On estime qu'environ 10 à 15 % de l'énergie

contenue dans l'hydrogène est utilisée pour la compression et plus de 25 % pour la liquéfaction.

Les unités de micro-cogénération à pile à combustible actuelles utilisent plutôt le gaz naturel, biogaz... qui sont reformés pour produire de l'hydrogène utilisé par le cœur de pile.

5.7 Comparaison

5.7.1 Données thermiques

La caractéristique principale d'un combustible (tableau 5.1) est son pouvoir calorifique : quelle quantité de chaleur peut-on obtenir par unité de poids ou de volume ?

Tableau 5.1 – Caractéristiques comparées de combustibles utilisables en micro-cogénération.

Combustible	Pouvoir calorifique (PCI)	Masse volumique
Fioul domestique	9,8 kWh/l	~ 820 – 850 g/l
Agrocarburants (« biodiesel » / Diester®)	9,2 kWh/l	~ 880 – 890 g/l
Bois (granulés)	~5 kWh/kg	~ 650 kg/m ³
Gaz naturel (1 bar)	~ 10 kWh/Nm ³	0,7 g/l 1 kg = 1,428 m ³
Biogaz (1 bar)	5 – 7,5 kWh/Nm ³	~ 1,2 g/l 1 kg = 0,83 m ³
Hydrogène (1 bar)	3 kWh/Nm ³	0,0899 g/l 1 kg = ~ 11,1 m ³
Hydrogène liquide	2,36 kWh/litre	70,8 g/l 1 kg = 14 litres

Remarque

Nm³ : mètre cube normal (mesuré à 0 °C et 1 atmosphère)

PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur) : c'est l'énergie dégagée lors de la combustion avec formation de vapeur d'eau éliminée avec les fumées. L'autre notion est le PCS (Pouvoir Calorifique Supérieur) qui est l'énergie dégagée lors de la combustion avec condensation de la vapeur d'eau.

A partir des valeurs du pouvoir calorifique, on peut déterminer les équivalents énergétiques :

- 1 m³ de gaz naturel est équivalent à 1,5 - 2 m³ de biogaz ou 3 m³ d'hydrogène.
- 1 000 litres de « biodiesel » équivalent à environ 950 litres de fioul domestique.
- 1 tonne de granulés équivaut à 0,5 m³ de gaz naturel ou à 540 litres de « biodiesel ».

On peut aussi déterminer le poids ou volume de combustible nécessaire : pour une maison de 100 m² ayant un besoin thermique de 120 kWh/m².an (soit un total de 12 000 kWh sur l'année) et utilisant une unité de micro-cogénération ayant un rendement de 90 %, il faudra par exemple 1 330 m³ de gaz naturel ou 2,7 tonnes de granulés.

5.7.2 Gaz à effet de serre

La production et l'utilisation de combustibles entraînent la formation de gaz à effet de serre (GES) : CO₂ lors de la production et/ou de la transformation (traitements thermiques...) ou de la culture ainsi que N₂O issu des engrais, lors du transport (carburant des différents modes comme bateau, camions...) et lors de la combustion dans l'unité de micro-cogénération (figure 5.9).

La réduction des émissions des GES par rapport aux combustibles fossiles dépend donc de nombreux facteurs et de la méthode d'évaluation environnementale (selon les hypothèses sur les différentes étapes).

5.7.3 Bilan énergétique – Cycle de vie

Du point de vue efficacité énergétique de chaque combustible, une analyse du cycle de vie (ACV), c'est-à-dire chiffrer les énergies et produits entrant à chaque étape et jusqu'à la distribution au consommateur, permet de comparer ces valeurs à l'énergie tirée lors de l'utilisation (figure 5.9).

C'est le bilan dit WTW ou « Well-to-Wheel » (du puits à la roue), expression venue du monde des transports. Dans le cas de la cogénération, ce serait à partir de l'énergie ou source primaire (gaz naturel, pétrole, bois) jusqu'à l'unité de micro-cogénération.

Le bilan énergétique global est, dans une première approximation, égal à l'énergie contenue initialement à laquelle on soustrait les énergies nécessaires (directes ou indirectes) pour chaque étape de production.

L'étape énergétique finale est basée sur l'efficacité de l'unité de micro-cogénération à partir du bilan précédent.

Une unité fonctionnant au gaz naturel et d'un rendement global égal à 90 % utilise donc 90 % de l'énergie contenue dans le gaz naturel livré ; l'énergie dépensée pour extraire, traiter et transporter le gaz naturel étant d'environ 18 % de l'énergie initiale, on a donc utilisé ~ 74 % ($0,82 \times 0,90$) de cette énergie initiale.

Une unité ayant le même rendement et fonctionnant au biodiesel de seconde génération (procédé Choren Carbo-V® avec une dépense énergétique de 50 % uniquement pour la production à partir de la biomasse livrée) n'utilisera au mieux que 45 % ($0,50 \times 0,90$) de l'énergie contenue dans la biomasse.

Le choix d'un combustible, lorsque l'option existe, ne doit pas être basée aujourd'hui uniquement sur les propriétés énergétiques intrinsèques, mais aussi tenir compte des dépenses énergétiques globales et de la contribution écologique.

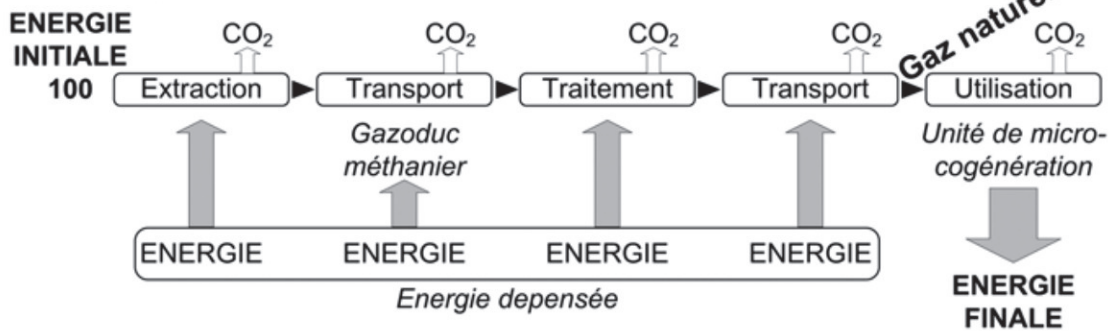
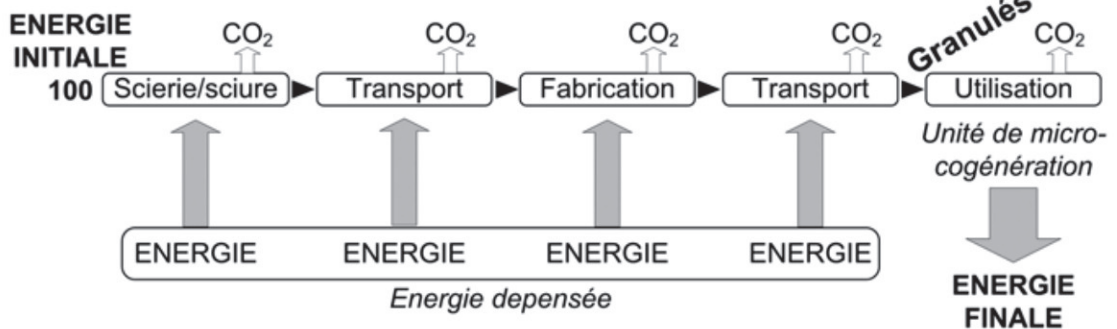
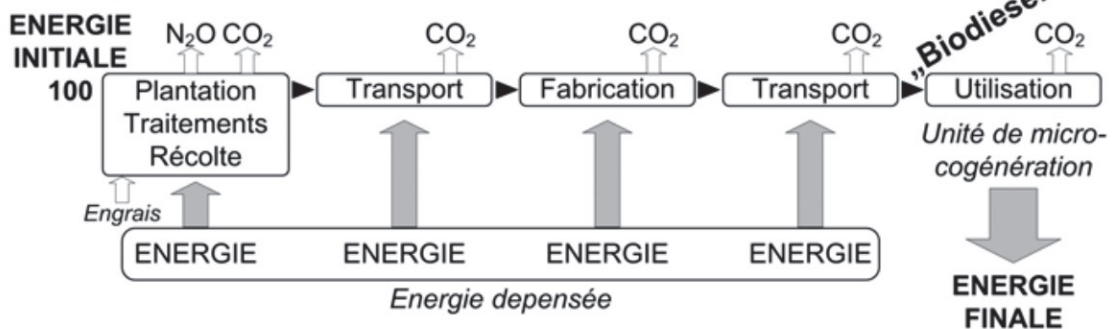
Gaz naturel**Bois****Colza**

Figure 5.9 – Bilan énergétique WTW de certains combustibles.

6 • CRITÈRES DE SÉLECTION D'UNE UNITÉ DE COGÉNÉRATION

6.1 Introduction

6.1.1 Critères de choix de l'utilisateur

L'installation d'une unité de cogénération résulte en général d'un choix basé sur différents paramètres (figure 6.1). Parmi ceux-ci, on peut considérer :

- L'économie d'énergie car dans la solution conventionnelle, le faible rendement des centrales électriques (au niveau national de l'ordre de 35 %) entraîne une importante déperdition énergétique par rapport à l'énergie initiale du combustible, due au fait que la chaleur produite est simplement dissipée dans l'atmosphère. La cogénération, par contre, a l'avantage d'utiliser au maximum une source d'énergie primaire pour les besoins en électricité, chauffage et eau chaude.

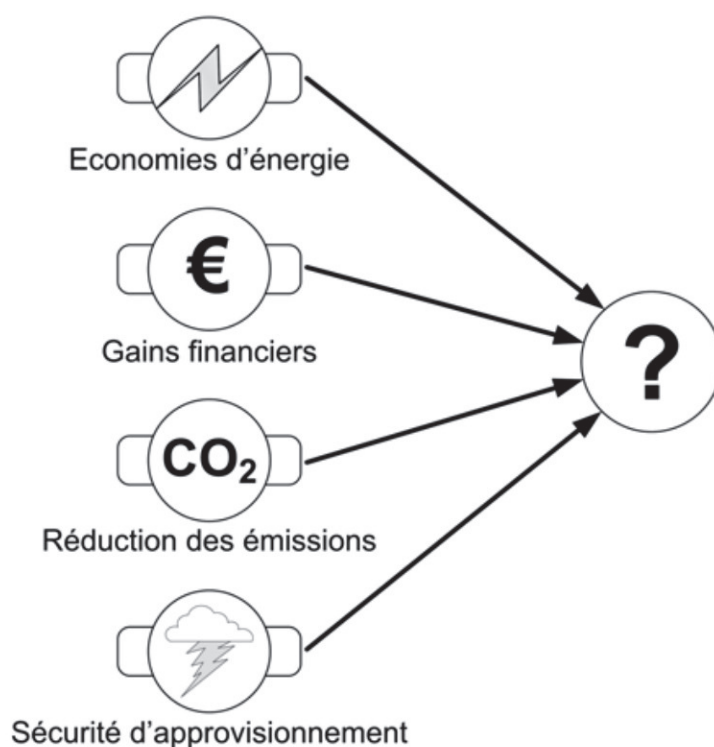


Figure 6.1 – Critères de choix possibles pour une unité de micro-cogénération.

- L'économie financière par vente d'électricité ou par autoconsommation partielle ou complète, éventuellement sans raccordement au réseau (« off-grid »).
- La sécurité locale d'approvisionnement assurant une autonomie même limitée en cas de coupure de courant.
- Des considérations environnementales comme la réduction des émissions de gaz à effet de serre ou d'autres polluants.

6.1.2 Critères de sélection du concepteur

Le concepteur ou maître d'œuvre doit intégrer les critères mis en avant par l'utilisateur et les convertir en une proposition technique et financière basée sur :

- Les modes opératoires possibles (favoriser la production de chaleur ou d'électricité ?).
- Les besoins et profils de consommation de chaleur et d'électricité (couvrir tous les besoins ou une partie seulement ?).
- Le ou les combustibles disponibles.
- La ou les technologies de cogénération envisageables.
- Les contraintes techniques éventuelles (espace disponible...).

Tous les facteurs vus dans les chapitres précédents comme :

- prix des énergies primaires non renouvelables croissant,
 - sources d'énergies primaires non renouvelables en voie d'épuisement,
 - économies d'énergie potentielles non négligeables,
 - coût du réseau de distribution aussi croissant,
 - qualité et fiabilité du réseau de distribution de moins en moins garanties,
- nous conduisent à la seule approche logique pour de faibles puissances :

la MICRO-COGÉNÉRATION.

Quels sont les critères pour choisir une unité de micro-cogénération optimale ?

Remarque

Il est à noter que chaque application est un cas particulier. Il est donc difficile même dans un ouvrage extensif de couvrir toutes les possibilités et de donner des graphiques reflétant la situation réelle. C'est pour cela que le choix a été fait de ne représenter que les allures de graphiques de façon à illustrer l'approche. Cependant quelques courbes avec des valeurs réelles seront données à titre d'exemples.

6.2 Méthodologie

Afin d'optimiser une unité de micro-cogénération, il faut choisir le mode de fonctionnement c'est-à-dire savoir sur quel élément énergétique (chaleur ou électricité) sera mise la priorité.

L'étape suivante est la détermination des besoins thermiques et électriques. Ceci peut se faire, entre autre, par mesure directe, par simulation logicielle ou utilisation de modèles pré-établis.

Les résultats obtenus doivent ensuite être mis sous une forme exploitable pour le choix et le dimensionnement de l'unité de micro-cogénération. Cette mise en forme graphique aboutit à une courbe dite monotone annuelle de chaleur ou d'électricité.

Puis, il s'agira de déterminer le taux de couverture (pourcentage des besoins à couvrir par l'unité de micro-cogénération) que l'on peut envisager.

Se basant sur les résultats précédents (besoins journaliers et annuels), on peut alors simuler différentes approches en termes de puissance nécessaire et de types de fonctionnement.

On peut aussi utiliser des logiciels de choix d'une unité de micro-cogénération pour une approche plus rapide.

Le diagramme 6.2 résume les différentes étapes.

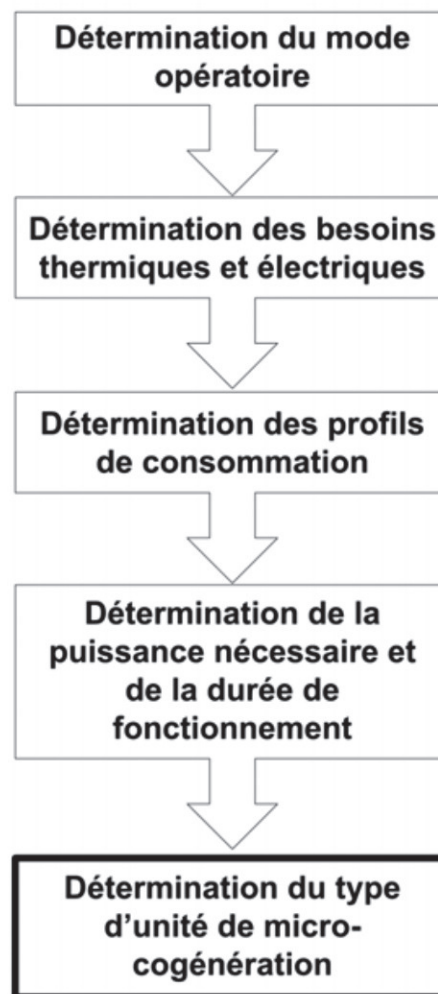


Figure 6.2 – Étapes pour l'optimisation d'une unité de micro-cogénération.

6.3 Modes opératoires

La micro-cogénération par sa flexibilité en termes de programmation permet de choisir le (ou les) mode(s) de fonctionnement en fonction des besoins thermiques ou électriques (tableau 6.1). Cependant, une optimisation énergétique et financière devra s'appuyer sur des facteurs comme le stockage possible, un appoint externe, le coût de l'énergie...

Tableau 6.1 – Modes opératoires thermiques et électriques en micro-cogénération.

Mode	1	2	3	4
Couverture des besoins électriques	100 %	100 %	partielle	partielle
Couverture des besoins thermiques	100 %	partielle	100 %	partielle
Surplus d'énergie thermique	Stockage du surplus de chaleur dans un ballon ou pour d'autres utilisations (piscine, serre...).	Stockage du surplus de chaleur dans un ballon ou pour d'autres utilisations (piscine, serre...).	Stockage du surplus de chaleur dans un ballon ou pour d'autres utilisations (piscine, serre...).	Stockage du surplus de chaleur dans un ballon ou pour d'autres utilisations (piscine, serre...).
Appoint externe thermique		Chaudière, solaire...		Chaudière, solaire...
Surplus d'énergie électrique	Vente Stockage possible (batteries).	Vente Stockage possible (batteries).	(Vente) Stockage possible (batteries).	(Vente) Stockage possible (batteries).
Appoint externe électrique			Réseau électrique ou photovoltaïque.	Réseau électrique ou photovoltaïque.

Le rapport entre la quantité d'électricité et la quantité de chaleur produites est en général constant pour une unité de cogénération donnée. Il peut varier entre 1:10 pour les petites unités à 1:1 pour des unités importantes comme la pile à combustible de MTU Onsite Energy (250 kW_{él.} et 250 kW_{th.}) ou les moteurs classiques à combustion interne du même ordre de puissance (voir figure 4.84).

6.3.1 Priorité à la production de chaleur ou d'électricité ?

■ Faut-il favoriser la production de chaleur ?

La chaleur en surplus peut être stockée (le plus simplement est dans un ballon). Comme il n'y a pas de « marché » de la chaleur et que le stockage est quand même limité, il est donc judicieux de ne pas tendre vers un surdimensionnement de la capacité thermique de l'unité de micro-cogénération (figure 6.3).

Les besoins thermiques étant très variables (chauffage surtout) au cours de l'année et aussi en fonction des années (hivers rigoureux ou non), il faudra se fixer la limite basse à couvrir par la cogénération. Celle-ci dépendra des besoins « instantanés » (sur une journée par exemple) et globaux (sur l'année).

Un système d'appoint (poêle, chaudière, solaire thermique...) peut assurer le complément pour couvrir les besoins à 100 %.

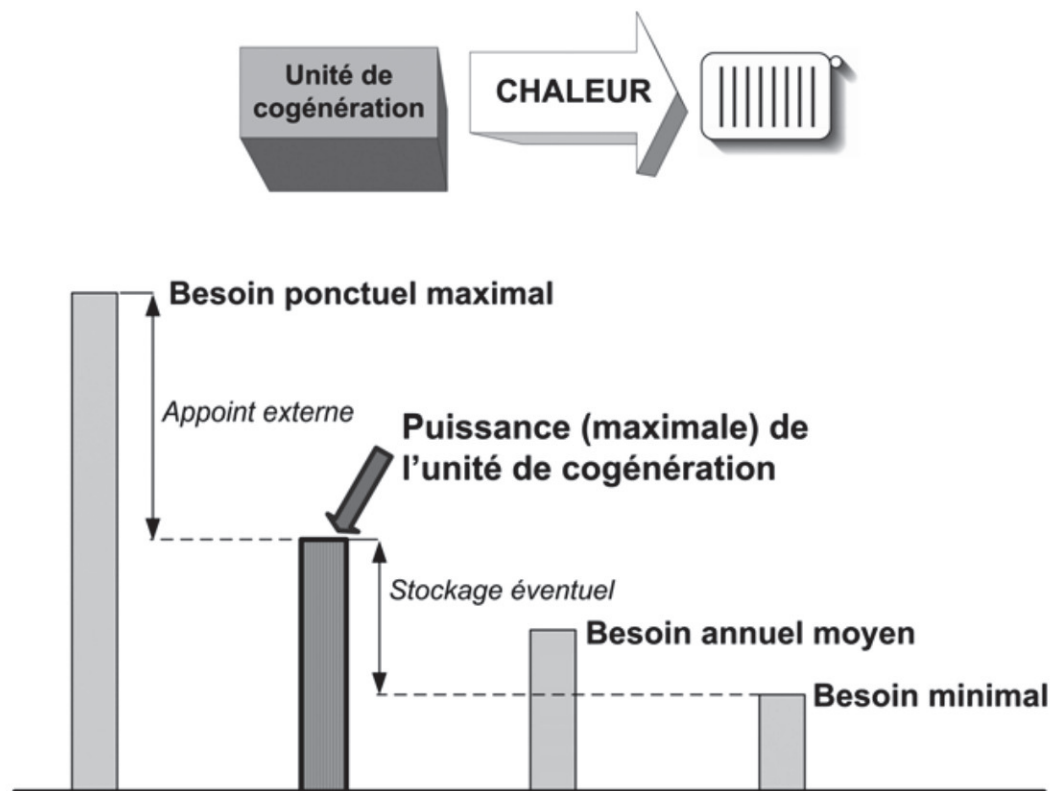


Figure 6.3 – Couverture des besoins thermiques.

Dans le cas d'individuel groupé, de collectif ou de tertiaire, la gestion de la chaleur produite sera facilitée, car les besoins sont plus divers et probablement mieux répartis (mélange d'habitations, de bureaux...) et une optimisation est donc plus facile à atteindre.

Pour la chaleur produite (chauffage, eau chaude sanitaire), il n'y a pas d'autre alternative que l'autoconsommation collective ou individuelle.

Cependant, le rapport généralement fixe entre quantités de chaleur et électricité produites par une unité de cogénération limite la valeur de la quantité minimale de chaleur à produire.

■ Faut-il couvrir les besoins électriques à 100 % ?

L'électricité ne peut être stockée de manière directe, facile et économique à petite échelle (c'est-à-dire pour les besoins domestiques, par exemple, et, à fortiori, pour une application dans le tertiaire ou le collectif).

Le choix de couvrir ou non tous les besoins est plus ouvert que pour la partie chaleur dans la mesure où l'électricité en surplus peut être vendue (figures 6.4 et 6.5).

On peut donc envisager une puissance électrique équivalente au maximum de consommation possible ou, à l'autre bout de l'échelle, une couverture des « besoins électrique de base » pour les équipements en fonctionnement continu (réfrigérateur, congélateur...) et ceux pouvant en avoir besoin dans les cas d'urgence (pompe de chaudière et éclairage minimal, en cas de coupure de courant par exemple), l'appoint étant dans ce dernier cas couvert par le réseau.

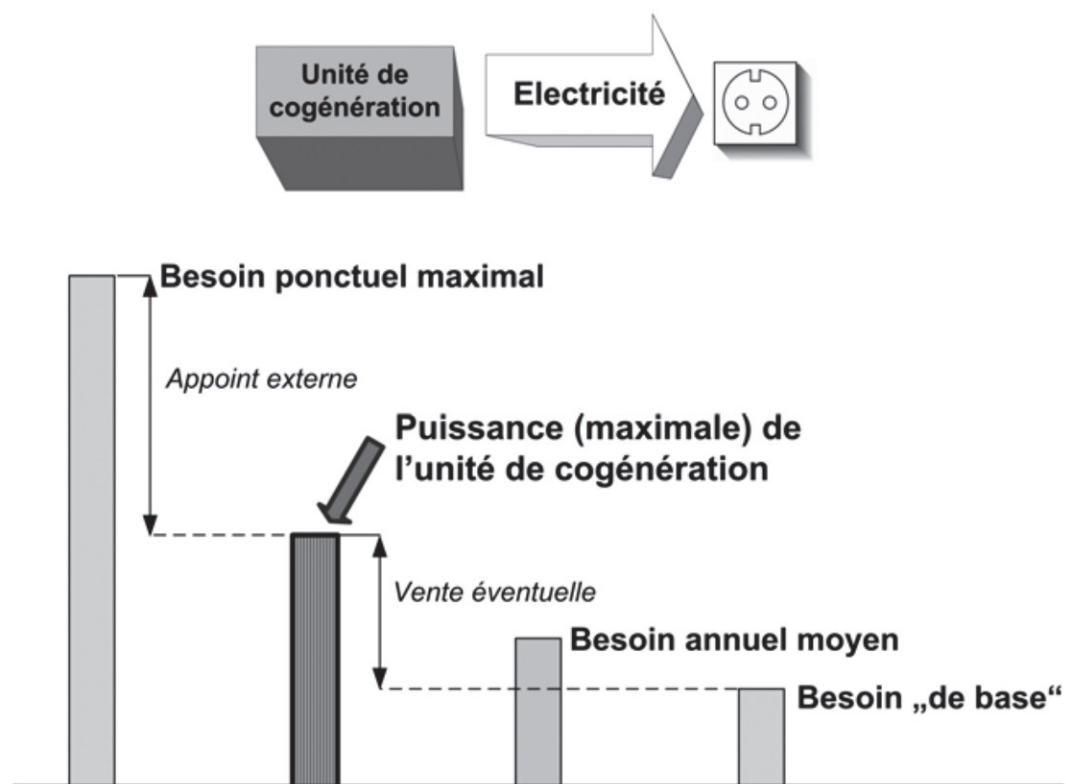


Figure 6.4 – Couverture partielle des besoins électriques.

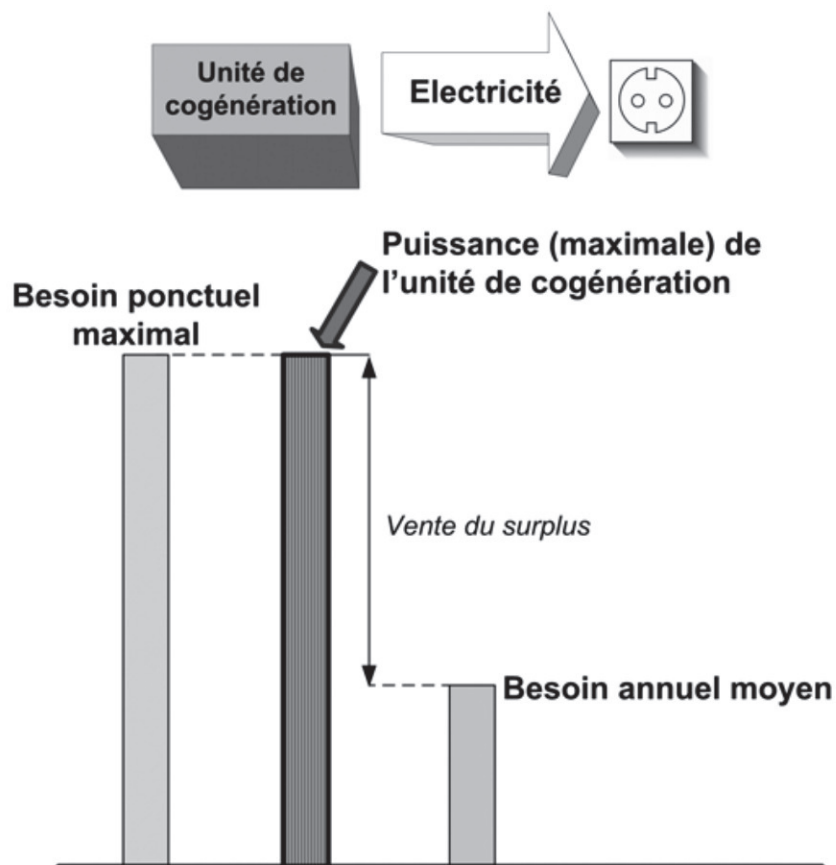


Figure 6.5 – Couverture complète des besoins électriques.

■ Autoconsommation totale ou vente d'électricité ?

Comme pour la chaleur, au niveau maison individuelle ou appartement, la marge de manœuvre est réduite suite aussi à la consommation variable d'électricité ; pour le cas d'individuel groupé, de collectif, de tertiaire, on peut mieux optimiser l'électricité produite.

Sur le plan énergétique global, si l'on adopte une approche de maximisation de l'efficacité pour l'électricité produite, la logique voudrait qu'elle soit d'abord utilisée localement.

Cela réduit les pertes dues à la production centralisée d'électricité avec rejet de la chaleur dans l'atmosphère ainsi que celles dues au transport. De plus, la charge du réseau de distribution électrique est réduite.

6.4 Besoins énergétiques et profil de consommation

6.4.1 Détermination des besoins

Le choix, le dimensionnement optimal et le mode de fonctionnement journalier d'une unité de cogénération impliquent la connaissance, détaillée de préférence, des besoins électriques et thermiques (chauffage, eau chaude sanitaire et éventuellement chaleur utilisée à d'autres fins pour commerce, industrie).

Les besoins seront mesurés journalièrement avec une fréquence permettant d'avoir des valeurs représentatives (fréquence variable selon la précision voulue qui doit être plus élevée pour les mesures de consommation électrique suite aux pics de courte durée, fréquence allant généralement d'une mesure toutes les quelques minutes à une mesure par heure).

Si la consommation pour le chauffage et l'eau chaude varie lentement (inertie thermique), la consommation d'électricité présente des pics plus marqués par rapport à la consommation moyenne suite à une demande rapide et importante de certains équipements (lave-vaisselle, lave-linge, toaster...).

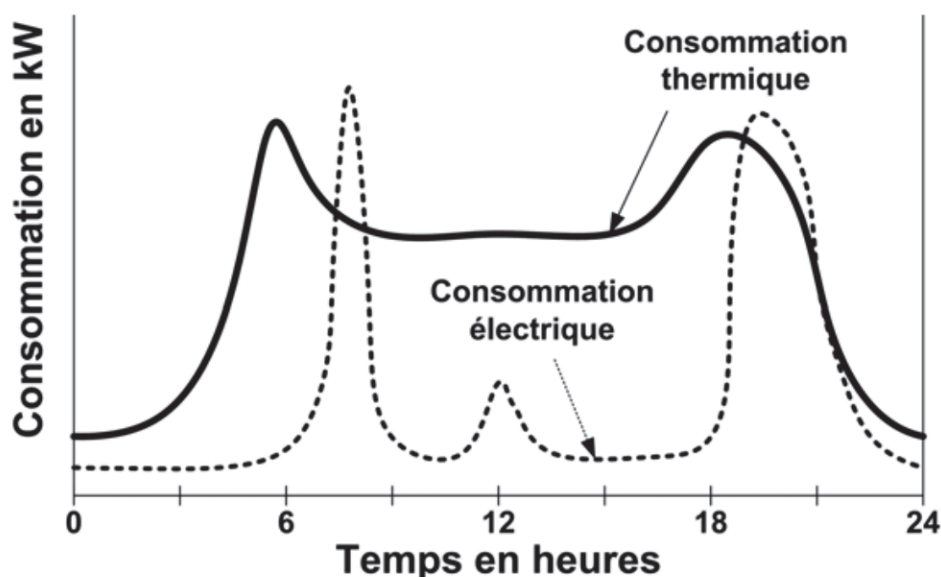


Figure 6.6 – Exemple type de consommation journalière d'une habitation occupée en journée (courbes lissées).

La figure 6.6 montre par exemple l'allure type simplifiée de courbes de besoins thermiques et électriques correspondant à une habitation avec occupation journalière en hiver (d'où la consommation thermique en journée) avec la courbe de consommation électrique lissée.

Ces valeurs journalières permettront ensuite d'établir une moyenne conduisant à une évaluation hebdomadaire (figure 6.7 pour le même type d'habitation).

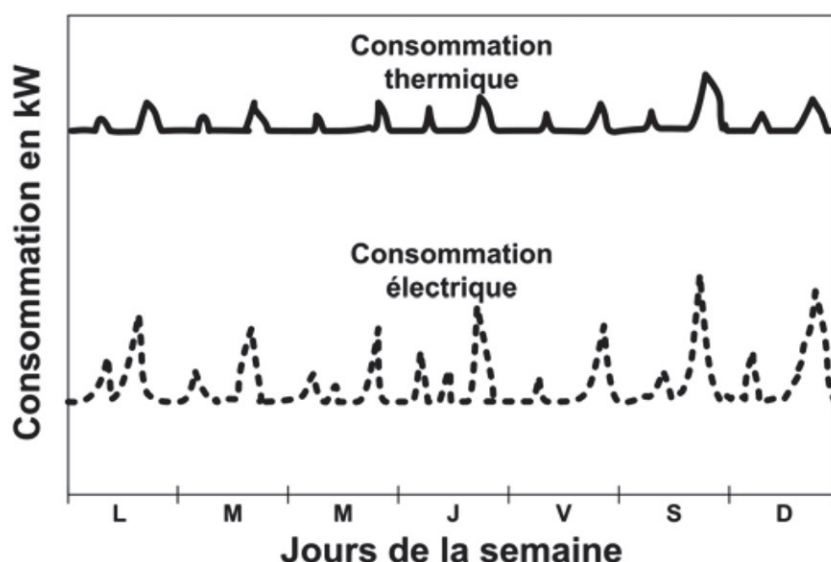


Figure 6.7 – Consommation hebdomadaire type (courbes lissées).

Ces mêmes valeurs moyennes journalières compilées sur un an donneront le profil annuel et les valeurs maximales de consommation (figure 6.8).

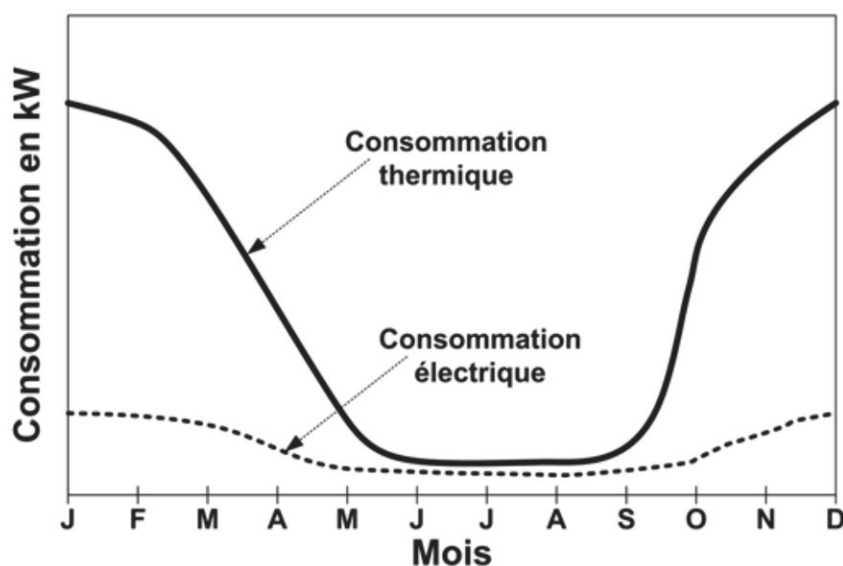


Figure 6.8 – Consommation annuelle type (courbes lissées).

La méthode à utiliser pour la détermination de la consommation thermique ou électrique dépendra du temps disponible et du degré de précision que l'on souhaite obtenir.

Comment la déterminer ? On peut s'appuyer sur diverses approches qui vont de la mesure de la consommation réelle à la simulation par logiciel.

■ Mesure en temps réel

C'est la méthode qui donnera les informations les plus fiables. Cependant, afin de tenir compte de tous les éléments comme, par exemple, une météo variable selon les années, il faudrait idéalement avoir une mesure sur plus d'une année, ce qui est difficile à réaliser au niveau individuel.

Les mesures seront effectuées de manière directe par lecture d'un paramètre ou indirecte par mesure et intégration de divers paramètres, selon le type d'installation électrique ou thermique.

□ Mesure de l'énergie thermique

Par mesure des températures d'entrée et de sortie ainsi que du débit d'eau, on peut déterminer en continu la consommation selon la relation :

$$Q_{th} = D \times K \times (T_{sortie} - T_{entrée})$$

avec Q_{th} étant la quantité de chaleur, T_{sortie} et $T_{entrée}$ les températures respectives de sortie et d'entrée de l'eau du circuit de chauffage. Le paramètre K ou coefficient d'enthalpie tient compte du fluide (en général de l'eau) et de ses propriétés thermiques (coefficient du calcul de l'énergie pour l'eau à deux températures données).

La figure 6.9 illustre le schéma caractéristique d'un système de mesure de la consommation de chaleur avec les trois sous-ensembles qui sont les capteurs de température, la mesure de débit et le boîtier de traitement des données.

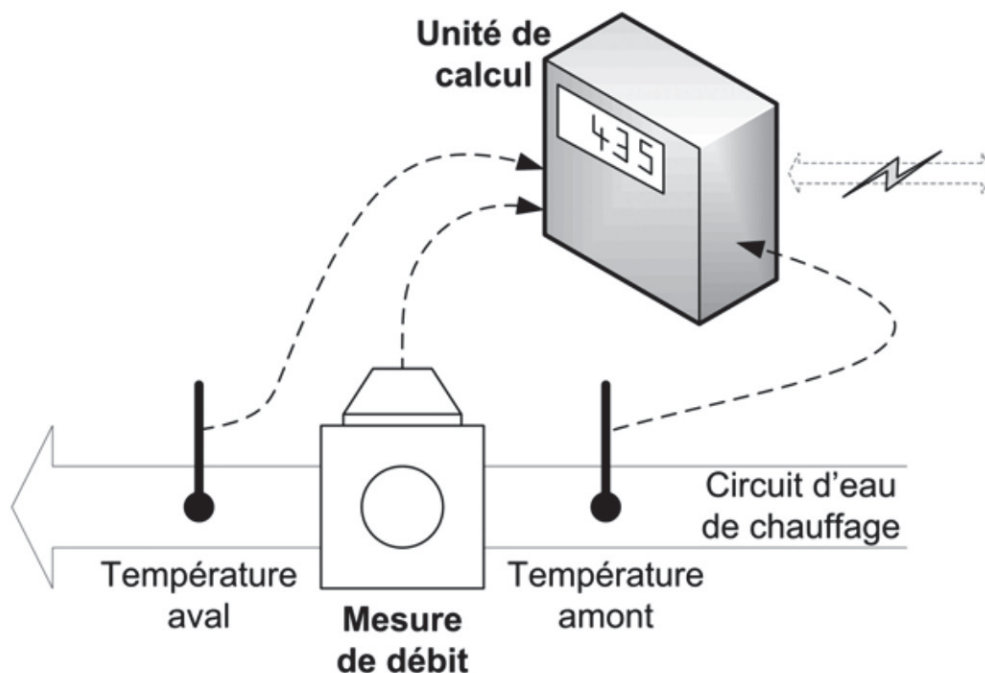


Figure 6.9 – Principe du compteur d'énergie thermique.

Il existe deux technologies pour la mesure de débit : une variante mécanique où l'eau fait tourner une turbine que l'on calibre pour avoir le débit et une variante sans pièce mobile utilisant des ultrasons. Pour cette dernière, deux transducteurs envoient un faisceau d'ultrasons dans la canalisation. La vitesse de transmission varie selon la direction du flux, ce qui permet de calculer le débit.

Un calculateur intègre les informations reçues et les corrections éventuelles (coefficient correcteur d'enthalpie) pour calculer la quantité d'énergie et l'afficher (généralement en kWh).

D'autres informations comme par exemple les températures mesurées et le débit sont aussi généralement accessibles. Les données peuvent être stockées (data logger) ou transmises par liaison filaire ou sans fil, selon les modèles.

Un exemple de compteur individuel d'énergie thermique est donné figure 6.10. Ce modèle utilise deux sondes au platine, avec la sonde de mesure de température froide montée dans le corps du compteur. Il est possible, par exemple, d'exporter les données vers une centrale d'acquisition (par concentrateur MBus dans cet exemple) où l'on peut alors consulter toutes les données mesurées et calculées. La puissance instantanée est disponible toutes les minutes.



Figure 6.10 – Compteur d'énergie thermique Supercal 539
(source : Elster Comptage, Compteurs Wateau).

L'affichage (figure 6.11) permet de consulter directement l'état du compteur et les données mesurées (températures, débit) ou calculées (quantité de chaleur).

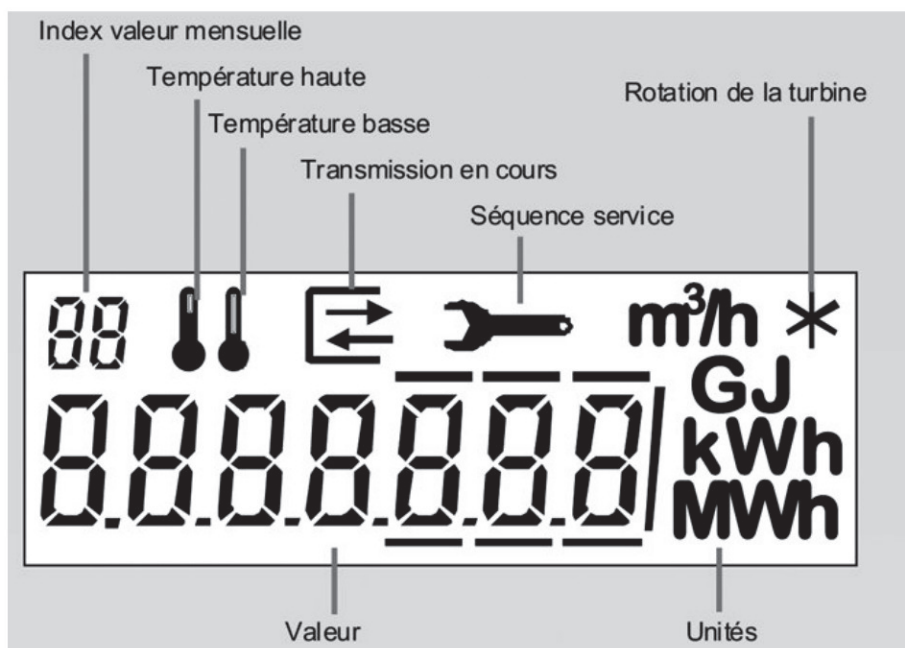


Figure 6.11 – Affichage d'un compteur d'énergie thermique Supercal 539 (source : Elster Comptage, Compteurs Wateau).

□ Mesure de l'énergie électrique

Cette mesure peut se faire de plusieurs façons, la plus sophistiquée étant l'installation d'un compteur dit intelligent (« smart meter ») qui permet une mesure en continu de la consommation électrique et la récupération des résultats pour un traitement informatique. Ce type de compteur est en phase d'évaluation par différents opérateurs.

La méthode la plus simple est un lecteur de rotation ou d'impulsions, en fonction du type de compteur, qui ne nécessite aucun changement à l'installation électrique existante. C'est celle qui va être décrite.

Le capteur de consommation est un « compte-tour » pour les compteurs électromagnétiques (figure 6.12) ou un détecteur de clignotement de diode pour les compteurs électroniques (figure 6.13).

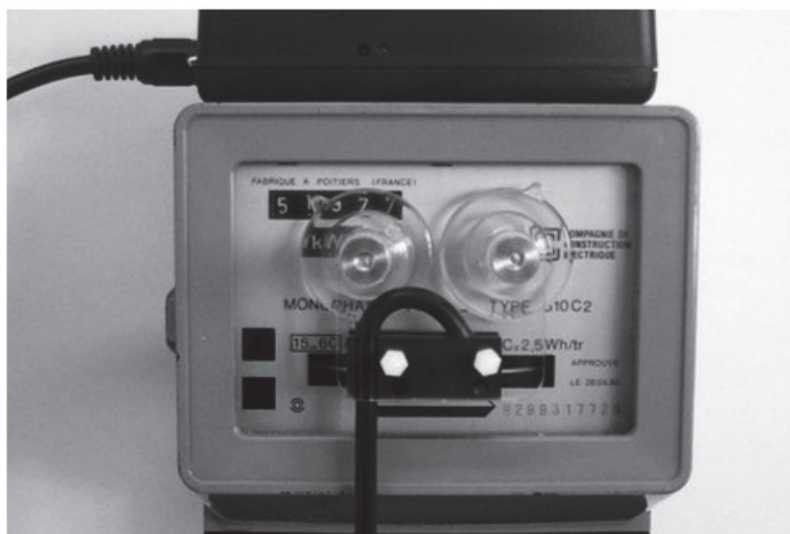


Figure 6.12 – Détecteur pour compteur électromécanique (source : Fludia).



Figure 6.13 – Détecteur pour compteur électronique (source : Fludia).

Le capteur est relié à un boîtier enregistreur (figure 6.14) où les données sont stockées à une fréquence modifiable (toutes les minutes par exemple) et peuvent ensuite être récupérées (dans cet exemple, par le port USB).



Figure 6.14 – Boîtier enregistreur (source : Fludia).

Les données enregistrées sont ensuite exploitées par un logiciel pouvant donner soit la consommation journalière (figure 6.15), soit sur une période donnée (figure 6.16) ainsi que la valeur moyenne sur une période choisie (figure 6.17).

MA CONSO > EXPLORATION LIBRE PRO

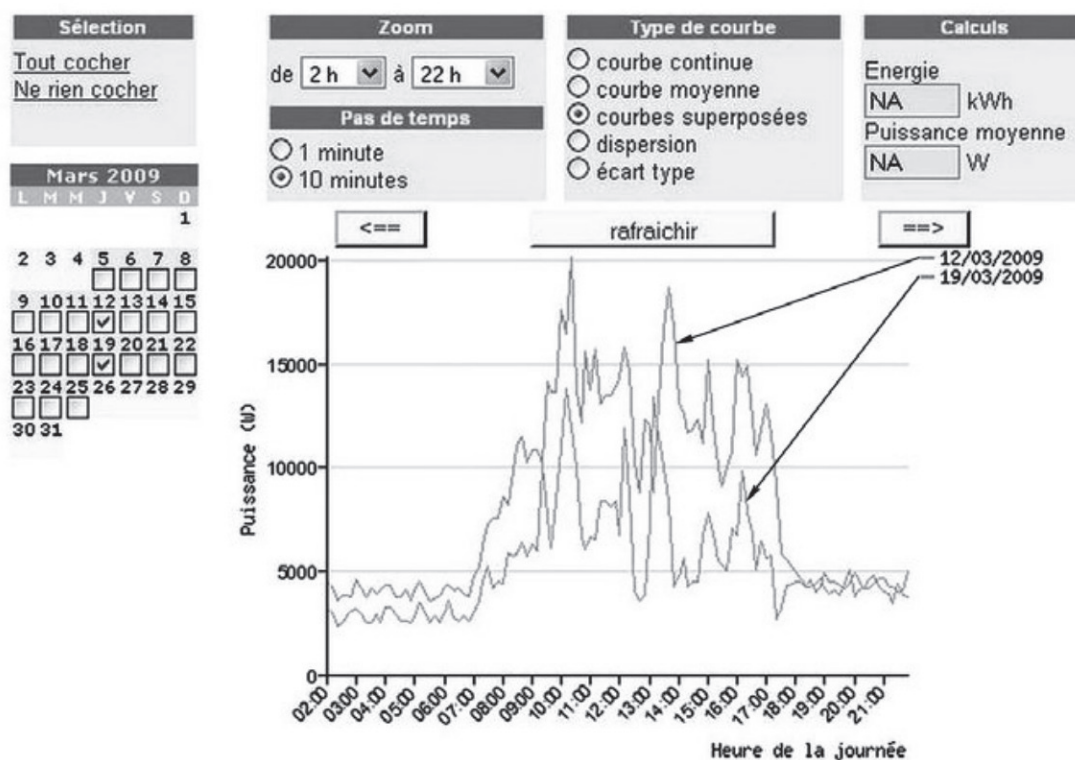


Figure 6.15 – Exemple de consommation journalière (source : Fludia).

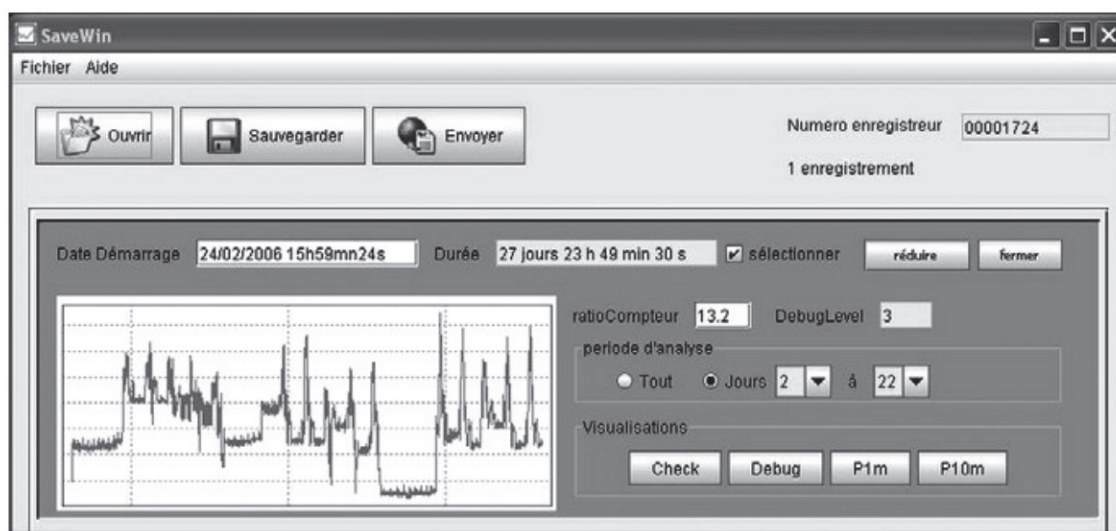


Figure 6.16 – Exemple de consommation sur une période donnée (source : Fludia).

L'analyse logicielle permet d'explorer différentes options comme les pics de consommation journaliers, les jours de plus forte consommation...



Figure 6.17 – Exemple de consommation journalière moyenne sur une période donnée (source : Fludia).

□ Mesure de la consommation électrique détaillée par appareil

Afin de pouvoir affiner l'optimisation de l'unité de micro-cogénération, il est possible de mesurer la consommation électrique (instantanée ou sur une durée plus ou moins longue) de certains appareils afin de connaître leur consommation maximale (pics de demande) ou sur une longue durée.

Cette mesure peut se faire par un wattmètre (figure 6.18) que l'on branche entre l'appareil dont on veut mesurer la consommation et la prise électrique.

Tableau 6.2 – Table pour la mesure directe de consommation électrique.

Appareil	Consommation sur une longue durée	Consommation maximale	Consommation minimale
Lave-vaisselle	kWh	W	W
Lave-linge	kWh	W	W
Téléviseur	kWh	W	W
Congélateur	kWh	W	W
Réfrigérateur	kWh	W	W
Chaudière	kWh	W	W
Éclairage (nombre d'ampoules × puissance)		W	W
...			
TOTAL			

Ceci peut, par exemple, permettre d'avoir une première estimation pour dimensionner l'unité de micro-cogénération afin de couvrir les besoins de base comme l'éclairage, le réfrigérateur ou congélateur, la chaudière....



Figure 6.18 – Wattmètre avec affichage de la consommation et de la durée de la mesure (photo de l'auteur).

■ Simulation logicielle de consommation thermique

Si la mesure en temps réel donne la consommation réelle, elle est cependant limitée par la durée de mesure ainsi que les variations d'une année sur l'autre par exemple. La simulation par logiciel permet de s'affranchir de ces limitations et d'affiner l'analyse des besoins en jouant sur les paramètres comme les variations climatiques. On utilise des logiciels spécifiques ou des logiciels plus généralistes en leur adjoignant un module dédié.

□ Étapes de simulation

La première étape consiste à « bâtir » la maison (2D puis 3D) soit existante en la reconstituant, soit celle à construire. Pour cela, on définit les dimensions, l'orientation et les matériaux utilisés par exemple (figures 6.20 et 6.21).

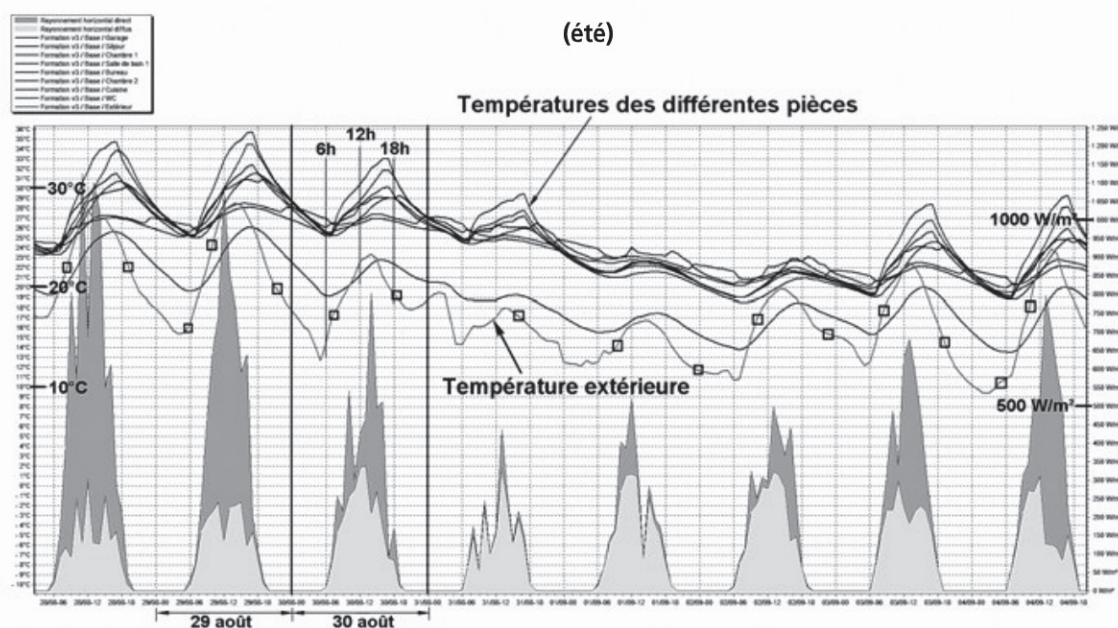


Figure 6.19 – Simulation des températures en été (source : logiciel Pleiades+Comfie, développé par IZUBA énergies).

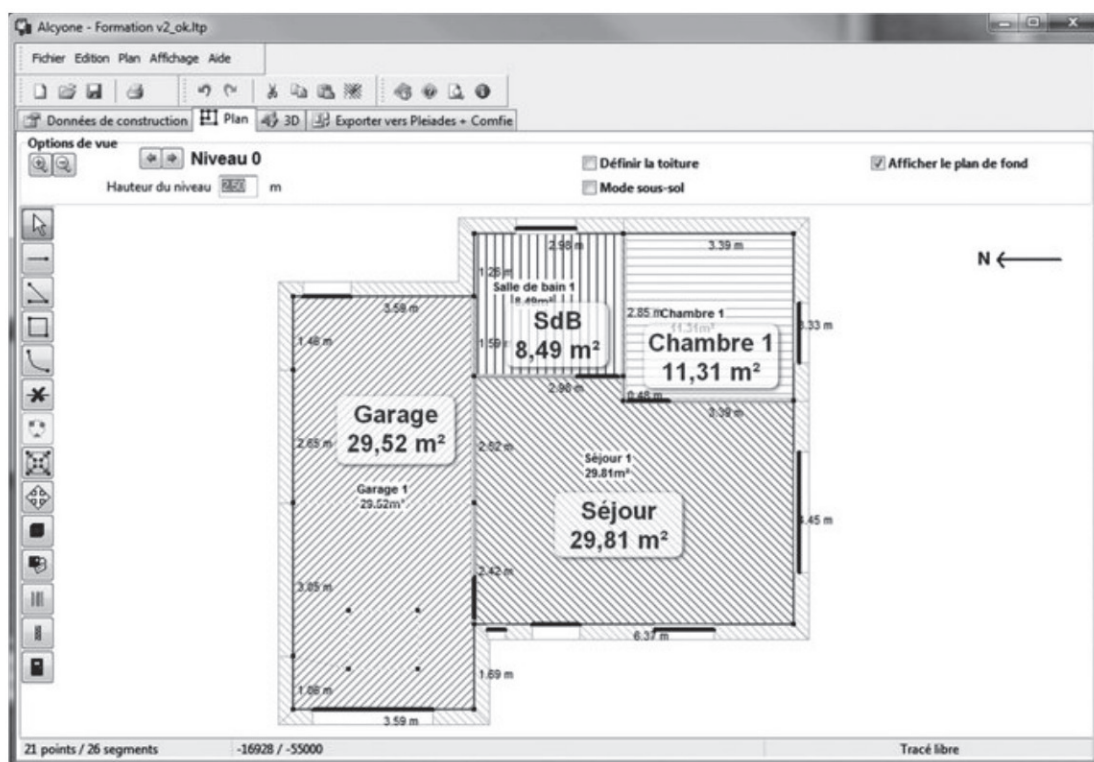


Figure 6.20 – Simulation d'une maison pour étude thermique
(source : logiciel Pleiades+Comfie, développé par IZUBA énergies).

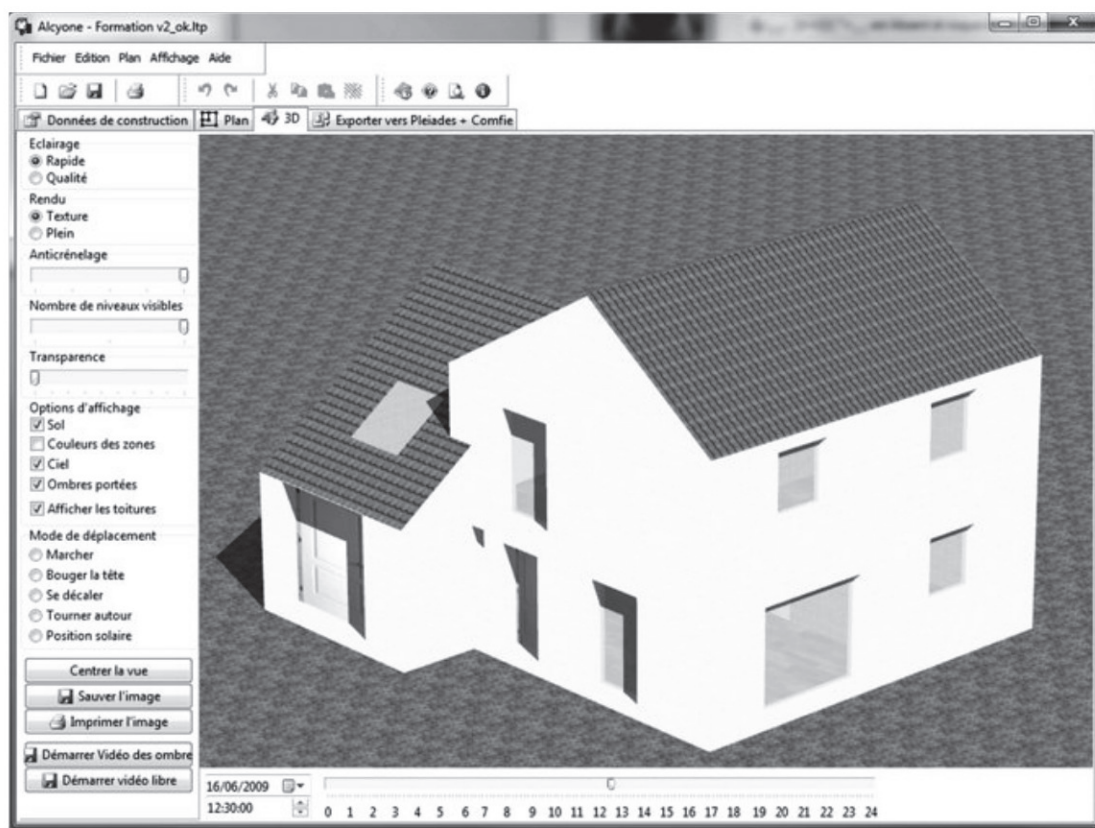


Figure 6.21 – Visualisation 3D (source : logiciel Pleiades+Comfie,
développé par IZUBA énergies).

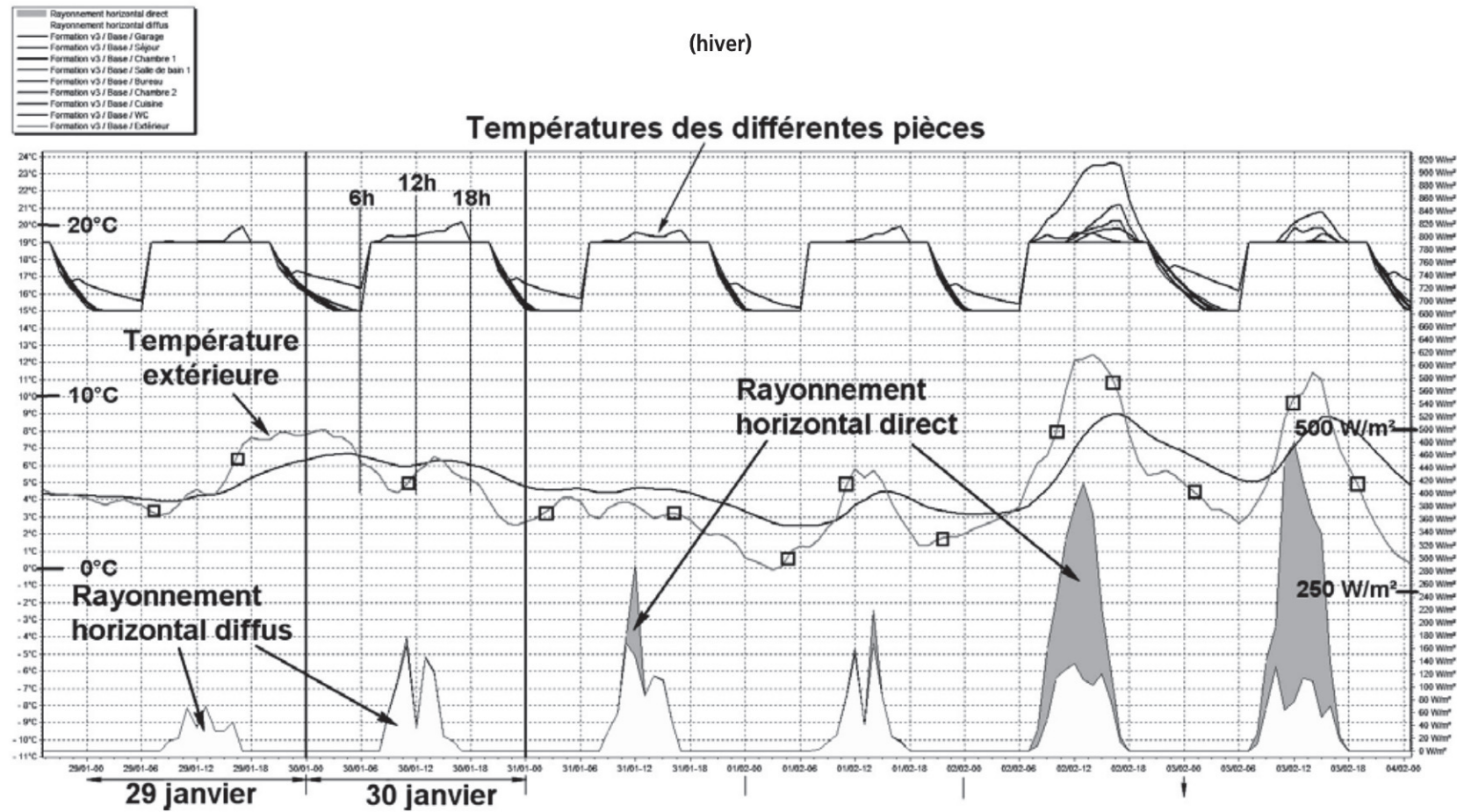


Figure 6.22 – Simulations des températures en hiver
(source : logiciel Pleiades+Comfie, développé par IZUBA énergies).

Puis on choisit la saison ; on peut aussi simuler la météo (soleil, temps couvert...). En fonction des données précédentes, le logiciel calcule les températures dans les différentes pièces (figure 6.22 en hiver avec chauffage intermittent ; figure 6.19 en été avec détail d'une journée figure 6.23).

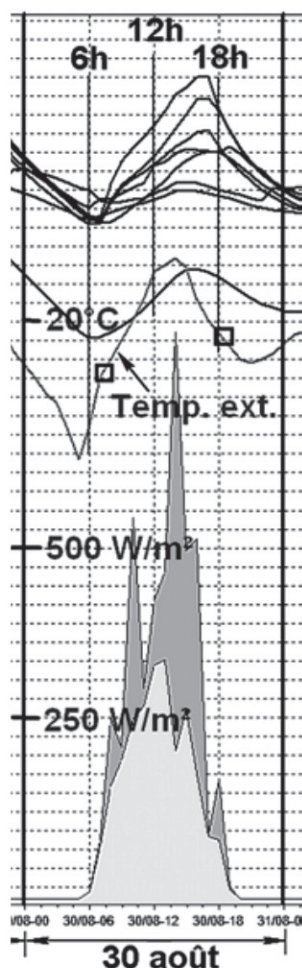


Figure 6.23 – Simulation des températures en été.

Détail d'une journée

(source : logiciel Pleiades+Comfie,
développé par IZUBA énergies).

Il est ensuite possible d'intégrer les données sur une période plus longue, de calculer les besoins thermiques (en tenant compte de l'appoint solaire, s'il y en a un) et d'avoir une synthèse détaillée (figure 6.24).

■ Comparaison avec une application similaire

À défaut de mesure réelle ou de possibilité de simulation, on peut reprendre les résultats obtenus avec une construction équivalente (surface, type d'utilisation...). Il faut cependant retenir que, pour un même type d'habitation, de bureau ou de commerce, les habitudes ou modes d'occupation peuvent faire varier les besoins dans une large plage et donc introduire une incertitude difficile à chiffrer.

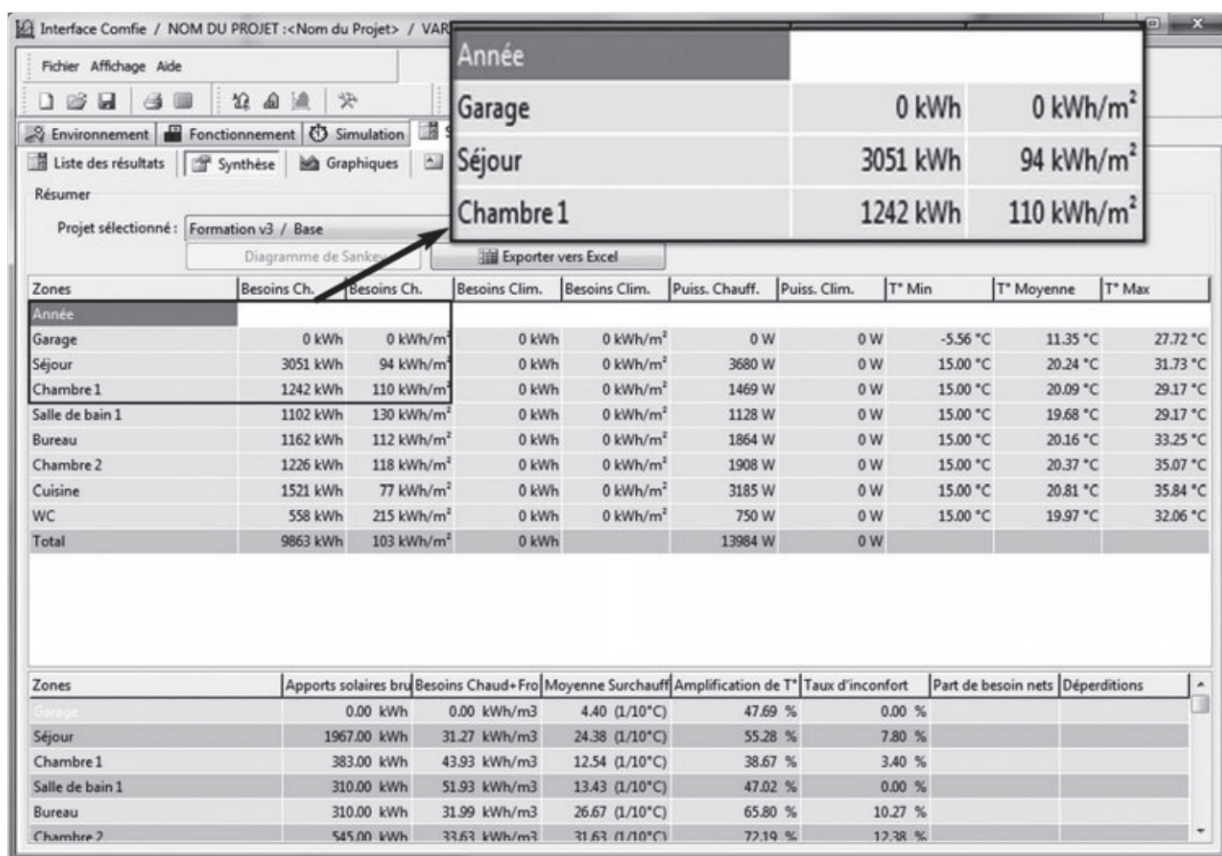


Figure 6.24 – Calcul des besoins thermiques par pièce et globaux (source : logiciel Pleiades+Comfie, développé par IZUBA énergies).

■ Utilisation d'abaques

En Allemagne, l'organisme VDI (*Verband Deutscher Ingenieure*) a publié un document nommé « VDI 4655 – Reference load profiles of single-family and multi-family houses for the use of CHP systems » (version 2008, bilingue allemand/anglais avec CD-ROM) dont des consommations thermiques (chauffage et eau chaude sanitaire) et électriques (hors chauffage et eau chaude sanitaire) sont données pour chaque jour de la semaine, l'Allemagne étant divisée en quinze zones climatiques.

Pour des habitations individuelles, par exemple, le document distingue les consommations en fonction des différentes saisons, de l'ensoleillement et du type de jour (tableau 6.3). Il en résulte dix variantes par zone.

Tableau 6.3 – Classification climatique pour une maison individuelle selon la norme VDI 4655.

Saison	Jour ouvré		Dimanche	
	Soleil	Couvert	Soleil	Couvert
Eté	Profil 1	Profil 2	Profil 6	Profil 7
Hiver	Profil 3		Profil 8	
Transition	Profil 4	Profil 5	Profil 9	Profil 10

À partir du type de maison, de la zone d'habitation, la norme VDI 4655 donne, sous forme de paramètres, de tableaux et de courbes, les besoins thermiques et électriques journaliers. La figure 6.25 montre un exemple pour une maison individuelle d'un jour de semaine en saison de transition avec un ciel couvert.

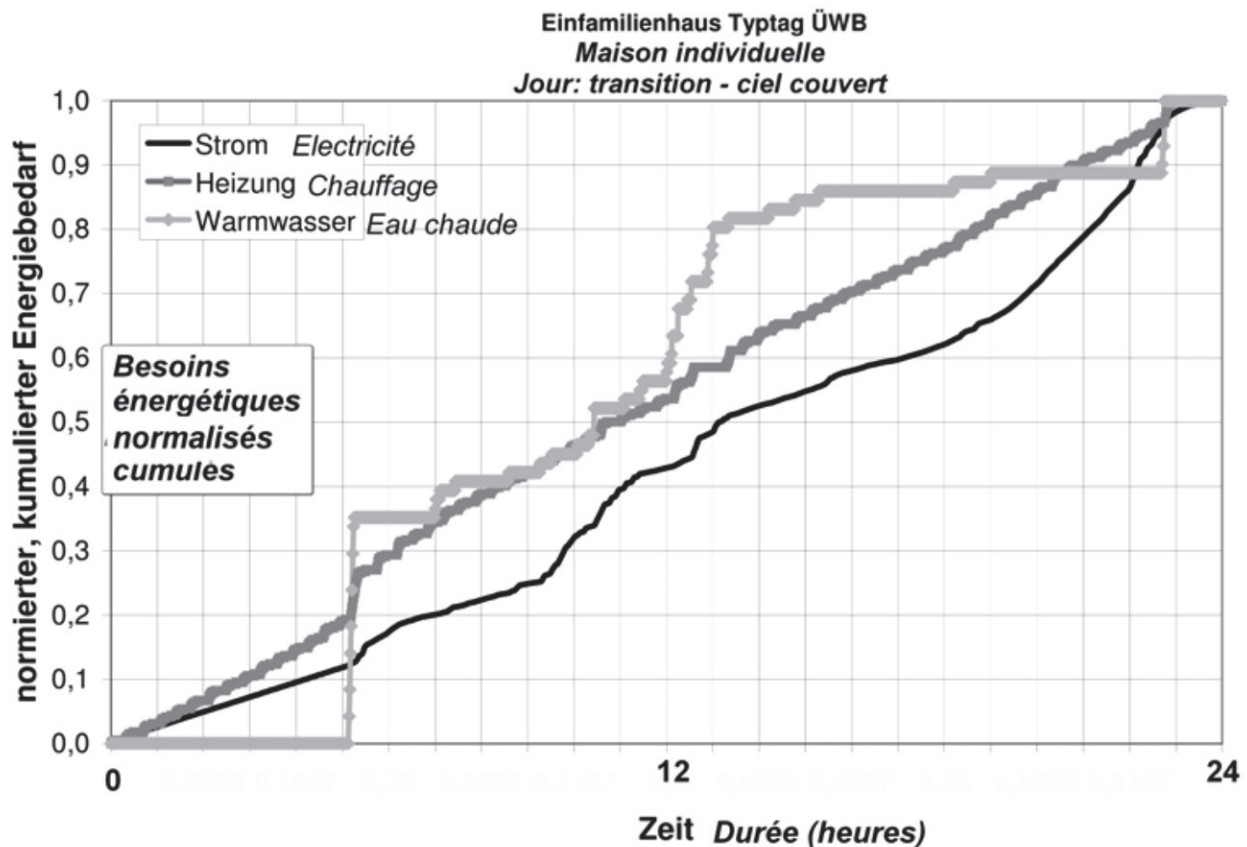


Figure 6.25 – Courbes des besoins énergétiques pour une maison individuelle (source : VDI).

Les résultats peuvent être étendus sur de plus longues périodes (mois ou années), avec le même type de courbes.

6.4.2 Profils thermiques et électriques

Un profil thermique ou électrique mesuré ou calculé permet de caractériser la consommation correspondante et le type de besoins.

À partir des valeurs mesurées, on peut établir les courbes de consommation thermique et/ou électrique. Dans le cas d'utilisation d'abaques ou de logiciels, ces courbes sont fournies directement.

■ Besoins et profils thermiques

Les besoins thermiques pour le chauffage sont limités dans l'année (figure 6.26). Leur durée dépend du type d'habitation (isolation des murs, double ou triple vitrage...), des conditions climatiques (zone géographique, emplacement) et des habitudes ou du taux journalier d'occupation (habitation, école, bureau, magasin...).

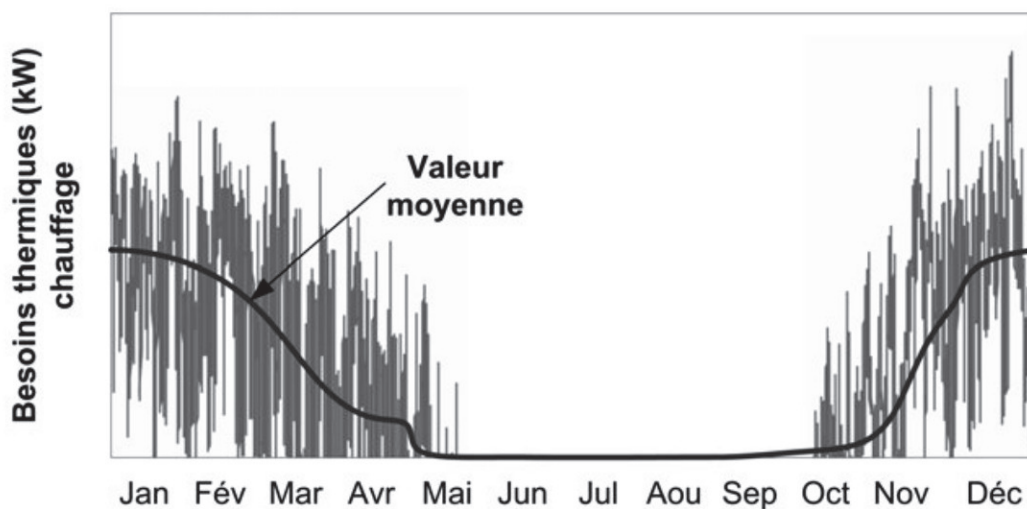


Figure 6.26 – Besoins annuels pour le chauffage (courbe type).

Les besoins thermiques pour l'eau chaude sanitaire sont par contre répartis sur toute l'année avec un creux en été (figure 6.27).

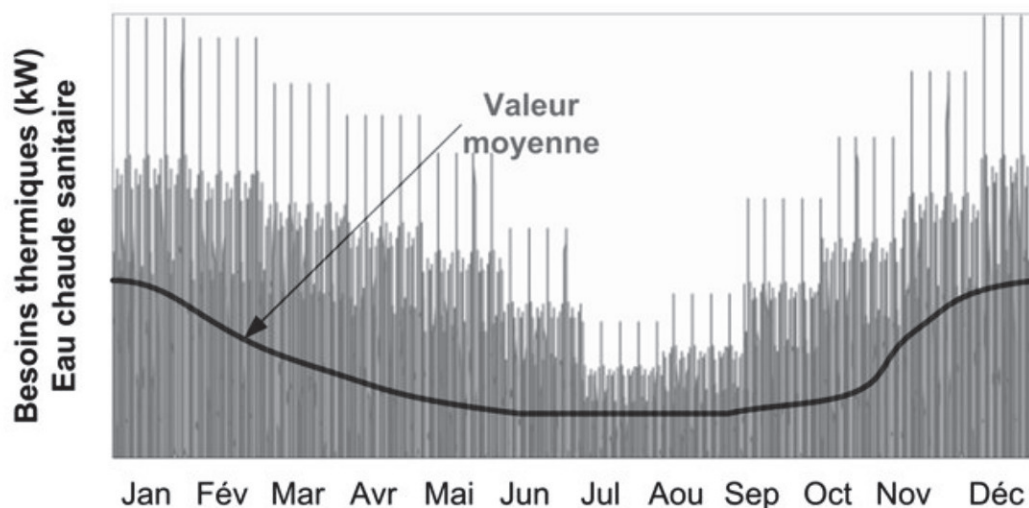


Figure 6.27 – Besoins annuels pour l'eau chaude sanitaire (courbe type).

■ Besoins et profils électriques

□ Habitation individuelle

La figure 6.28 représente la consommation électrique hivernale d'une habitation individuelle (consommation électrique annuelle de 4 400 kWh) avec une mesure toutes les 5 minutes.

On observe des variations très importantes et très rapides. Les maxima donnent la puissance électrique à prévoir pour l'unité de cogénération si on envisage une couverture des besoins électriques à 100 % (dans cet exemple 3,6 kW). On voit aussi que la consommation de base (journée et nuit hors pics) est par contre relativement faible, de l'ordre de 250-400 W.

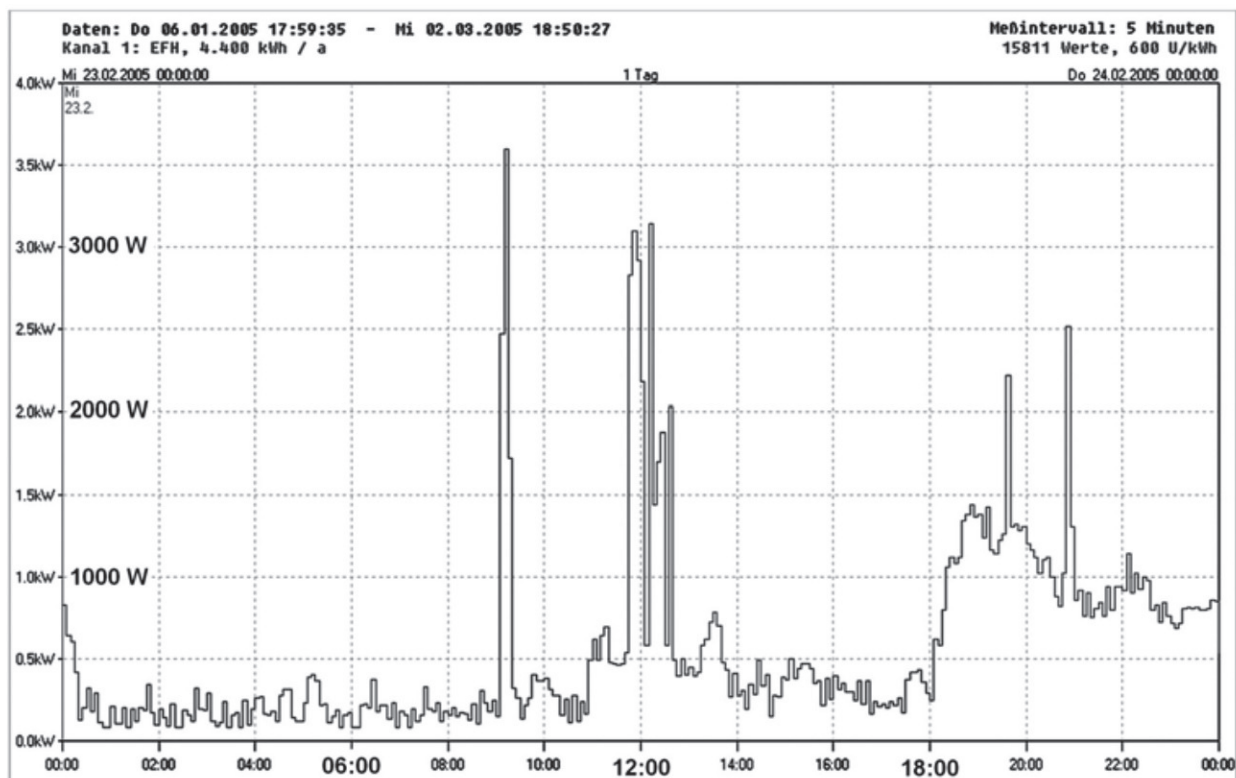


Figure 6.28 – Consommation électrique sur 24 heures d'une habitation individuelle
(source : OTAG Vertriebs GmbH & Co. KG).

☐ Habitat collectif

Les figures 6.29 et 6.30 donnent la consommation d'un immeuble de construction traditionnelle de 5 logements dans la région de Leipzig (RFA), mesurée en mars. La première courbe (figure 6.29) indique la consommation journalière : si on constate des pics importants pouvant atteindre 3 kW aux périodes classiques (au lever, vers 12:00-14:00 et le soir), la consommation de base est de l'ordre de 500-750 W.

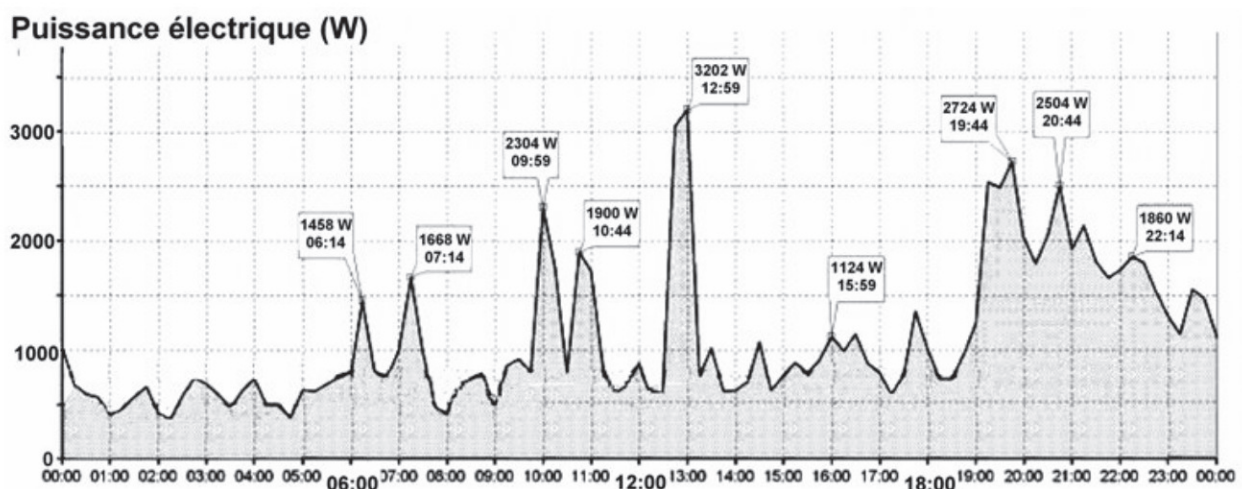


Figure 6.29 – Consommation électrique d'une habitation collective sur un jour
(source : HTWK Leipzig, MITGAS GmbH 2006).

La seconde courbe (figure 6.30) couvre une semaine, toujours en mars. La consommation électrique est plus importante le week-end avec un maximum de consommation d'environ 5,5 kW, mais la consommation de base pour tous les jours de la semaine reste du même ordre de grandeur, soit 500-750 W.

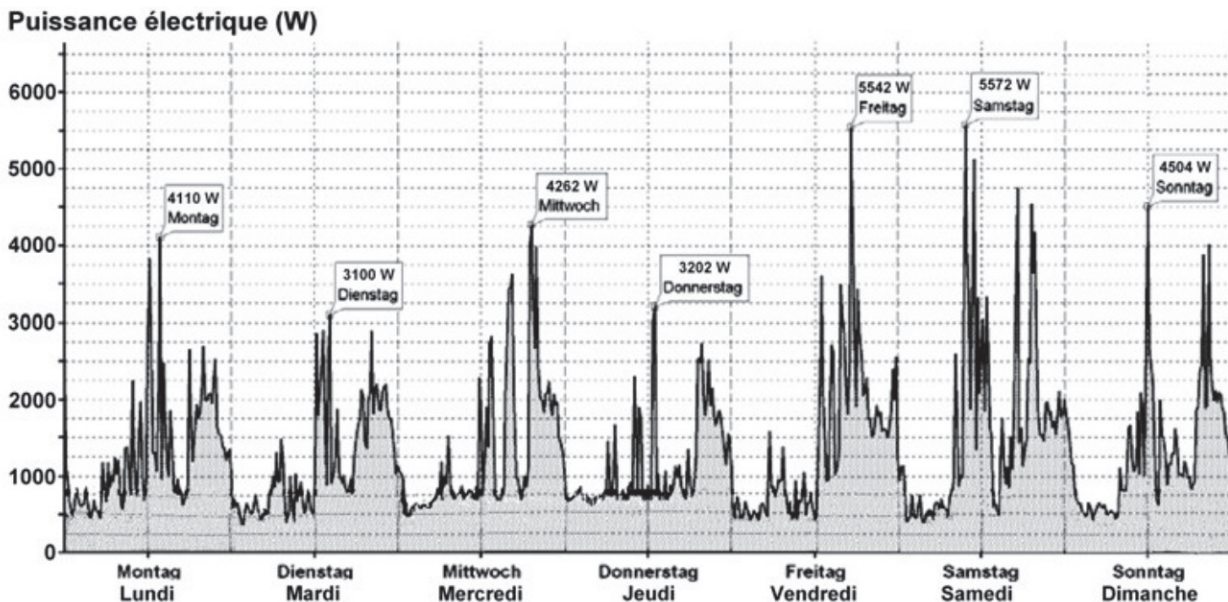


Figure 6.30 – Consommation électrique d'une habitation collective sur une semaine (source : HTWK Leipzig, MITGAS GmbH 2006).

Ces courbes montrent les compromis à atteindre pour la couverture des besoins électriques dans la mesure où les variations sont très importantes et sans inertie ou stockage tampon comme cela est possible pour les besoins thermiques.

Elles illustrent les choix possibles en terme de puissance et de gestion de l'unité de micro-cogénération.

On pourrait utiliser une unité de micro-cogénération dont la puissance maximale permettrait de couvrir le maximum de consommation électrique (figure 6.31) avec, par exemple, une unité de micro-cogénération Senertec Dachs de 5,5 kW_{él.} : on alimenterait alors un seul immeuble, l'électricité en surplus (ici environ 70 % de la production) serait vendue.

On pourrait aussi chercher à couvrir les besoins de base (de l'ordre de 500-750 W par immeuble) et alimenter plusieurs immeubles (figure 6.32) ; le complément lors des pics de consommation serait fourni par le secteur.

□ Consommation annuelle

Une intégration des mesures sur une année donne une courbe de tendance mais montre aussi les fortes variations journalières.

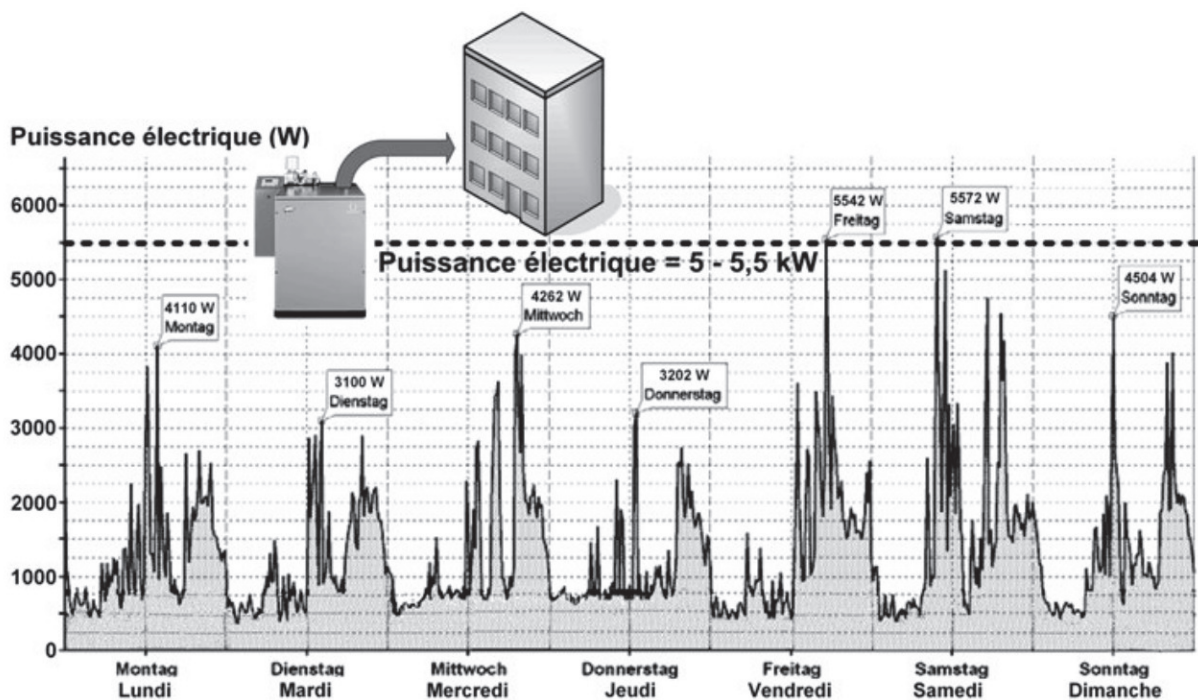


Figure 6.31 – Couverture à 100 % des besoins électriques d'une habitation collective sur une semaine (d'après une courbe de HTWK Leipzig, MITGAS GmbH 2006).

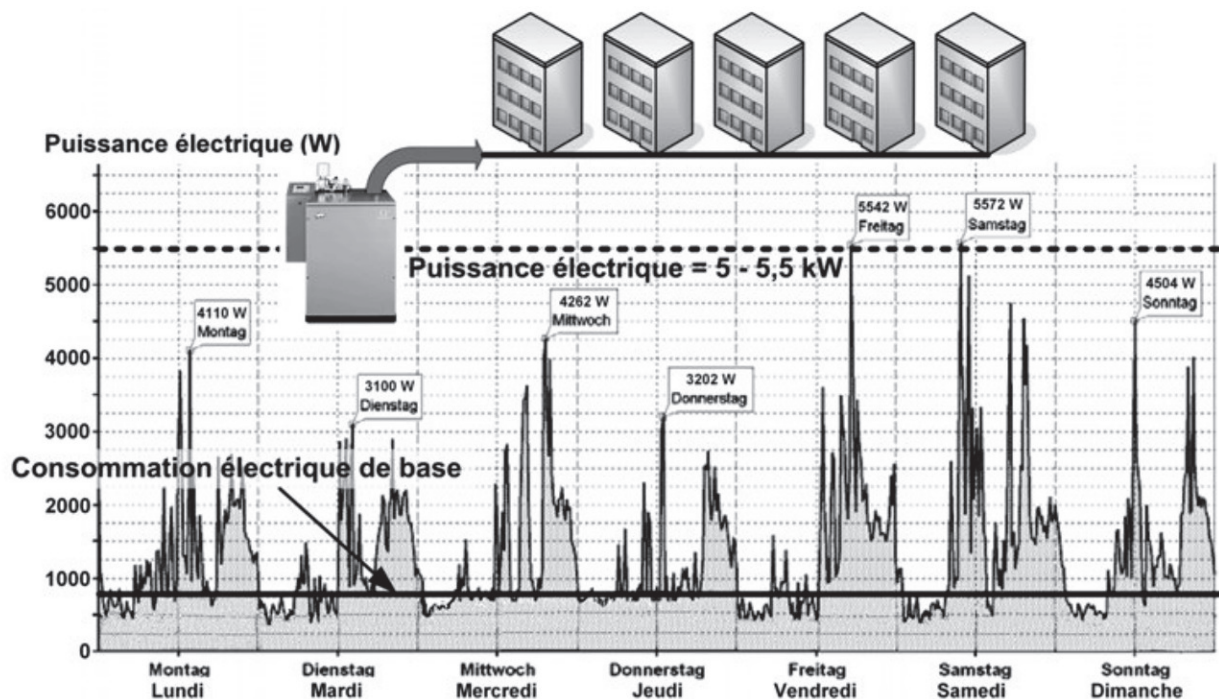


Figure 6.32 – Couverture des besoins électrique25s de base de plusieurs habitations collectives sur une semaine (d'après une courbe de HTWK Leipzig, MITGAS GmbH 2006).

6.4.3 Courbe monotone annuelle

Cette courbe annuelle est établie en comptabilisant sur une année (correspondant à 8 760 heures) la fréquence des besoins identiques. C'est la demande en énergie (chaleur ou électricité) mesurée par exemple heure par heure et classée par ordre décroissant.

Elle permet de définir la puissance de l'unité de cogénération, la durée optimale de fonctionnement, éventuellement la nombre d'unités de cogénération...

Le processus d'établissement d'une courbe monotone se fait en plusieurs étapes. Après détermination de la consommation quotidienne sur un an, on obtient une courbe qui représente par exemple la moyenne journalière (figure 6.33).

Selon la finesse de l'analyse désirée, on peut diminuer la période sur laquelle chaque valeur moyenne sera calculée (par heure au lieu de jour par exemple, ce qui ferait 8 760 valeurs).

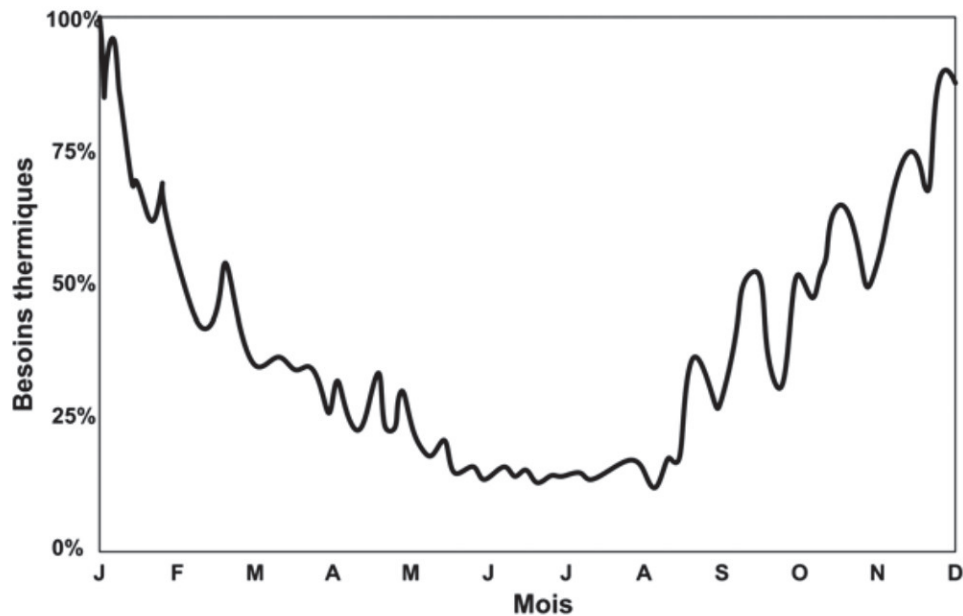


Figure 6.33 – Courbe des besoins électriques ou thermiques annuels.

Cette courbe est ensuite lissée (figure 6.34) afin de gommer les fortes variations.

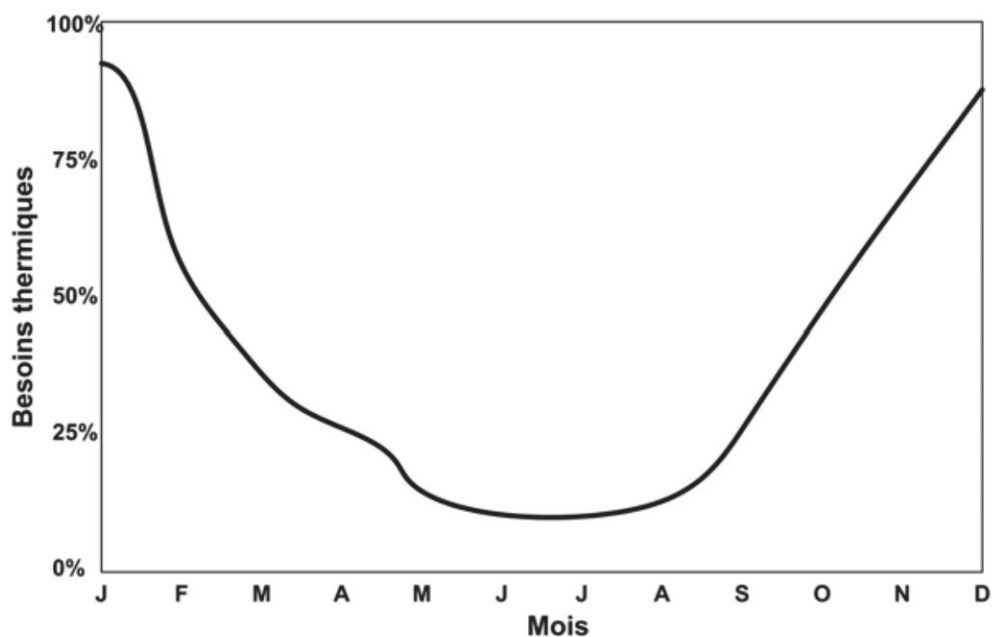


Figure 6.34 – Courbe lissée des besoins électriques ou thermiques annuels.

Puis on divise la consommation annuelle en secteurs de durée identique (figure 6.35). Là aussi, selon le degré de précision recherché, leur durée pourra être horaire ou simplement journalière.

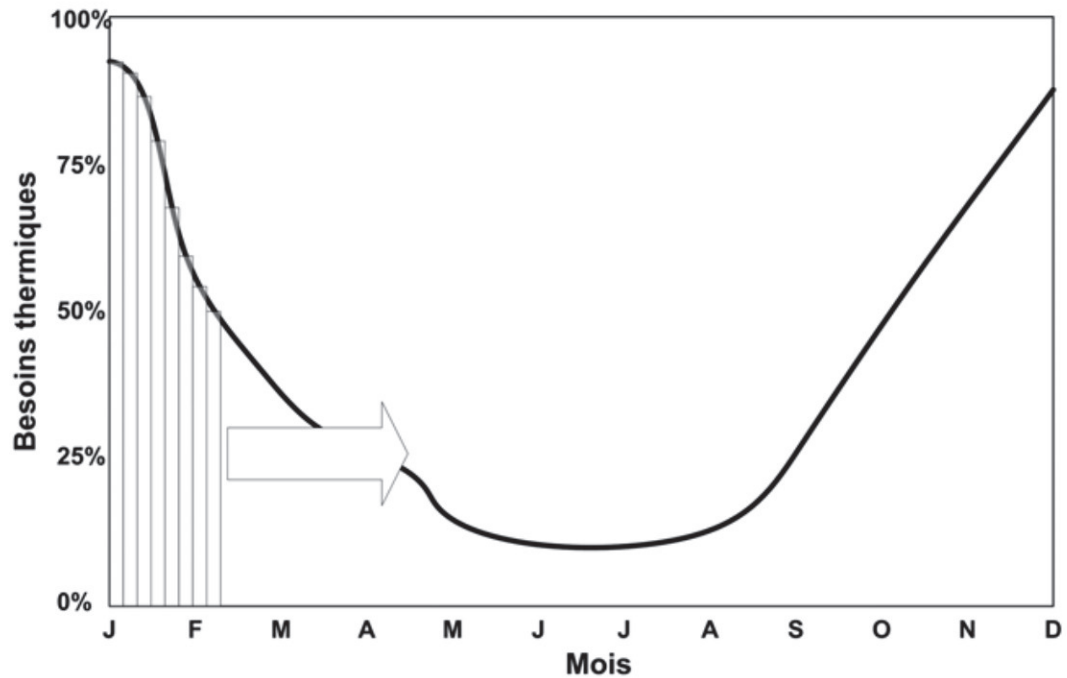


Figure 6.35 – Découpage des besoins électriques ou thermiques en périodes identiques.

On regroupe ensuite les consommations définies par chaque secteur par ordre décroissant (figure 6.36).

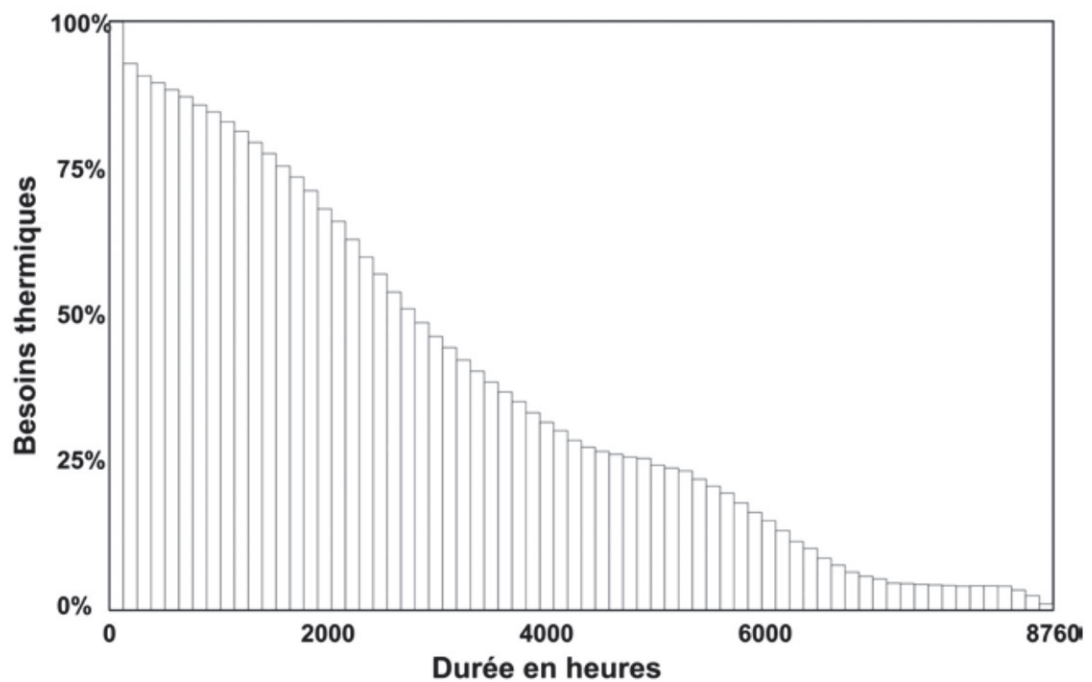


Figure 6.36 – Classification décroissante des créneaux de consommation.

La courbe finale lissée est appelée monotone de consommation thermique ou électrique (figure 6.37).

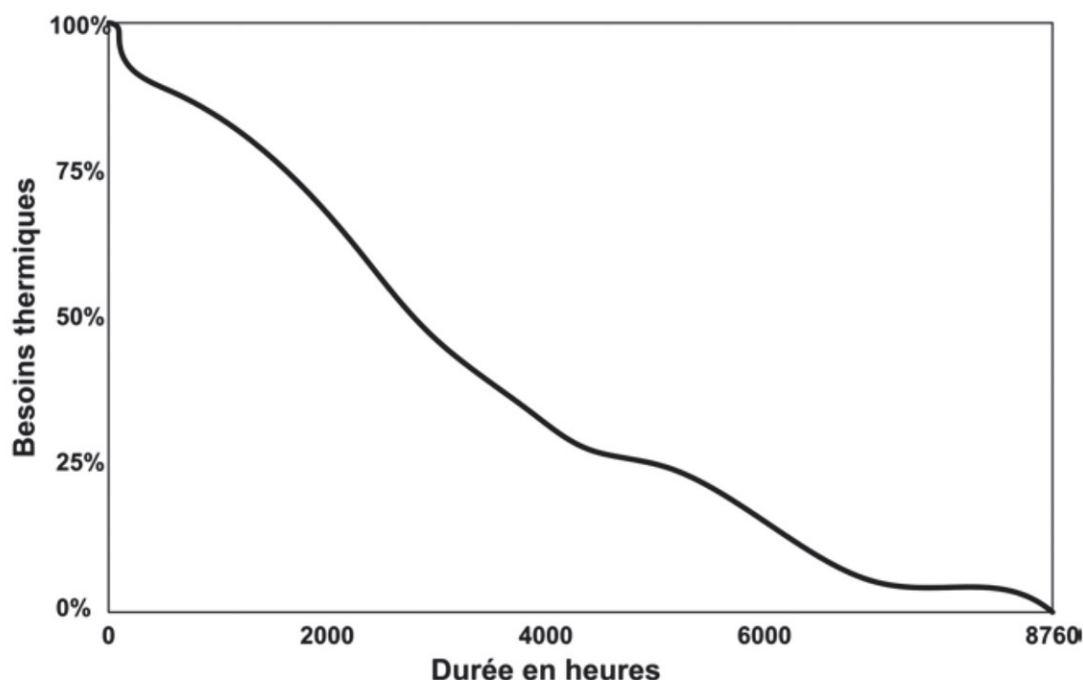


Figure 6.37 – Monotone de consommation électrique ou thermique.

Les courbes monotones thermiques ou électriques varient en fonction de l'application. Quelques exemples de courbes thermiques types sont donnés figures 6.38, 6.39 et 6.40.

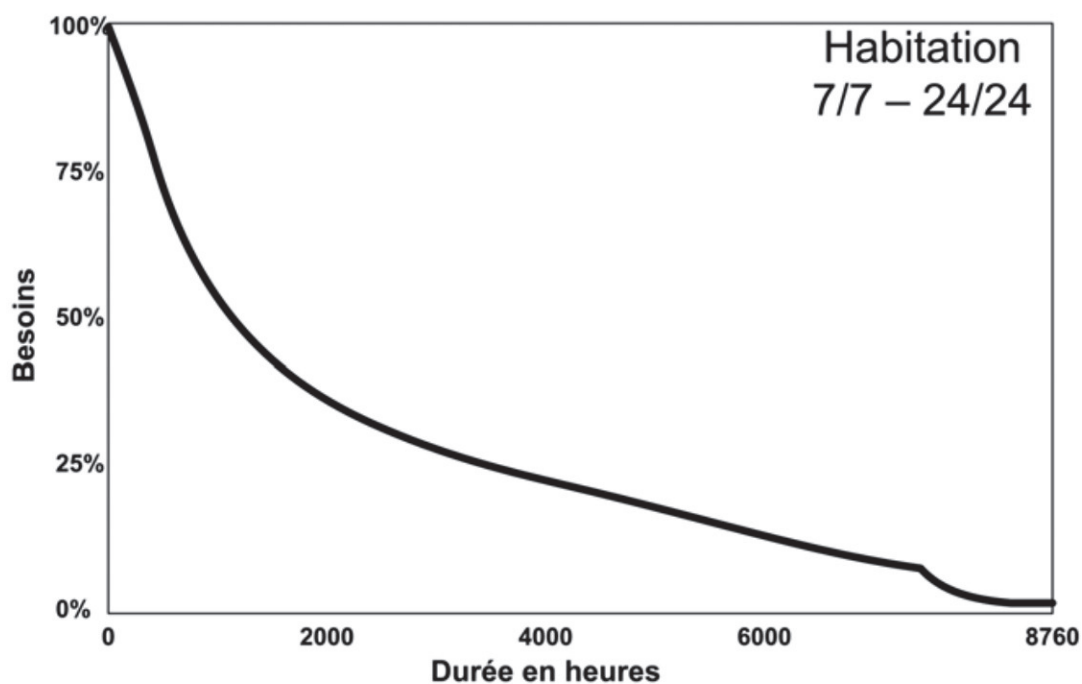


Figure 6.38 – Monotone thermique pour une habitation.

La monotone pour les habitations (individuelles ou collectives) dépend aussi du type d'occupation : soit occupée en journée, soit avec tous les occupants ayant une activité extérieure (salariés, commerçants, enfants scolarisés...).

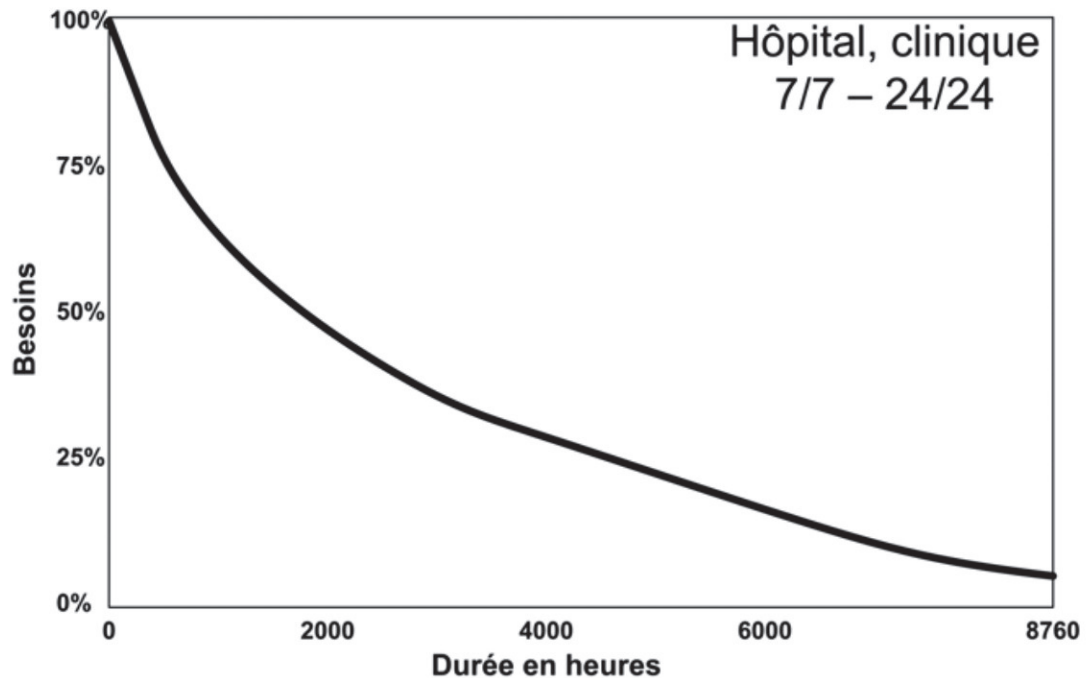


Figure 6.39 – Monotone pour un hôpital ou une clinique.

Dans le cas d'un hôpital, d'une clinique ou d'une maison de retraite, les besoins sont continus 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7.

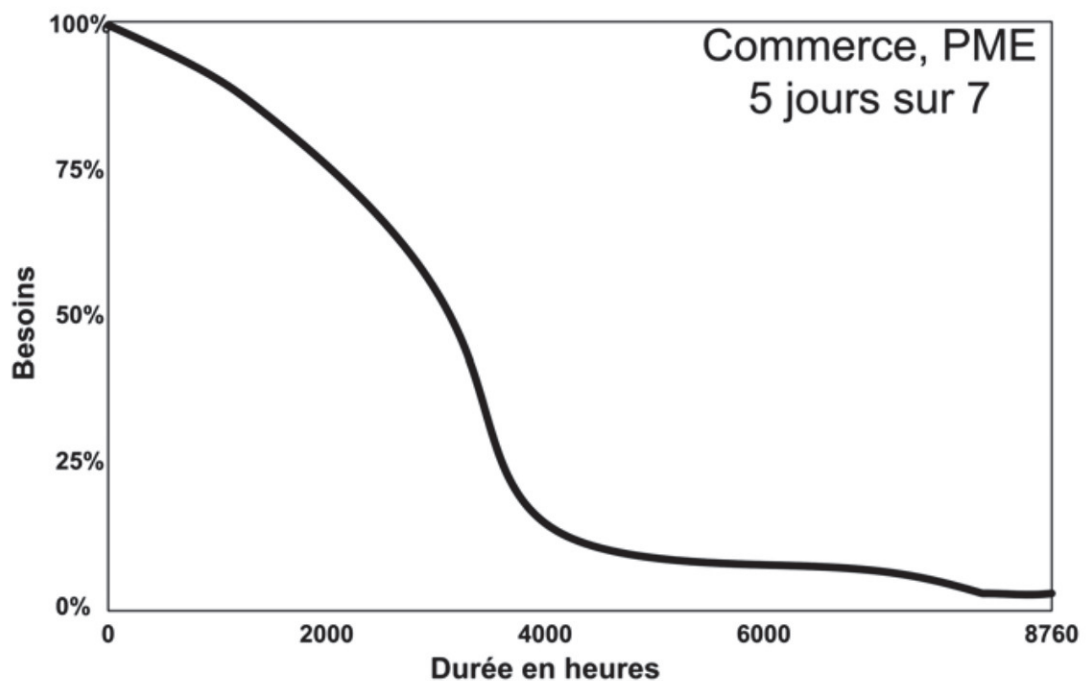


Figure 6.40 – Monotone pour activité avec consommation constante.

La courbe figure 6.40 est en général observée pour des activités commerciales ou industrielles ayant une consommation régulière pendant la période d'activité.

La détermination la plus exacte possible de la monotone thermique ou électrique est une condition nécessaire pour une optimisation de l'unité de micro-cogénération, que ce soit en termes de puissance à fournir ou de mode de fonctionnement (mode d'opération ou pilotage).

6.5 Pilotage d'une unité de micro-cogénération

Une unité de micro-cogénération fournit chaleur et électricité avec une puissance soit constante, soit variable et, dans les deux cas, le rapport électricité/chaleur est en général fixe. Il faut donc trouver une adéquation entre production et consommation. Le paramètre principal qui pilotera l'unité de micro-cogénération (demande thermique ou électrique) sera donc à optimiser entre la puissance, le mode de fonctionnement de l'unité de micro-cogénération et les besoins thermiques ou électriques.

6.5.1 Priorité à la production de chaleur

Le type de pilotage va varier en fonction de l'unité de micro-cogénération et de l'application visée (habitation, magasin, école...), c'est-à-dire de la demande thermique selon les heures de la journée (figure 6.41).

Possibilités de pilotage d'une unité de micro-cogénération

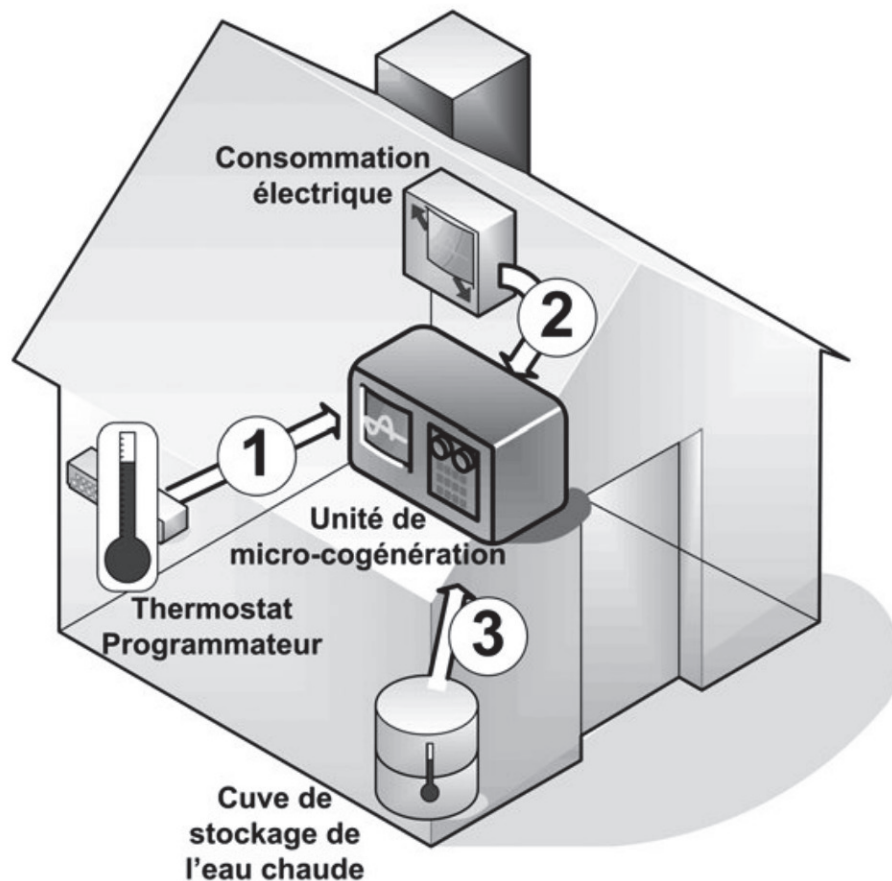


Figure 6.41 – Options de pilotage d'une unité de micro-cogénération.

Si la puissance fournie par l'unité de micro-cogénération est constante, les seules possibilités seront le nombre de cycles journaliers et la durée de fonctionnement pour chaque cycle.

Si la puissance est variable, il y aura plus de flexibilité, car on dispose d'un paramètre supplémentaire qui pourra être commandé par les besoins thermiques. La puissance fournie sera modulée par la température de consigne donnée par thermostat, par celle de l'eau du chauffage et/ou du ballon d'eau chaude sanitaire.

Les constructeurs développent différentes stratégies de pilotage en tenant compte, par exemple, de prédictions basées sur un prévisionnel des besoins thermiques.

La figure 6.42 représente le fonctionnement d'une unité de micro-cogénération de puissance fixe couvrant 75 % des besoins et fonctionnant deux fois par jour (durée et nombre de cycles sont fonction des conditions extérieures: été/hiver, température programmée...). Lorsque les besoins thermiques sont faibles, sans stockage de chaleur ou sans appoint externe, la mise en route de l'unité de micro-cogénération n'est pas rentable énergétiquement.

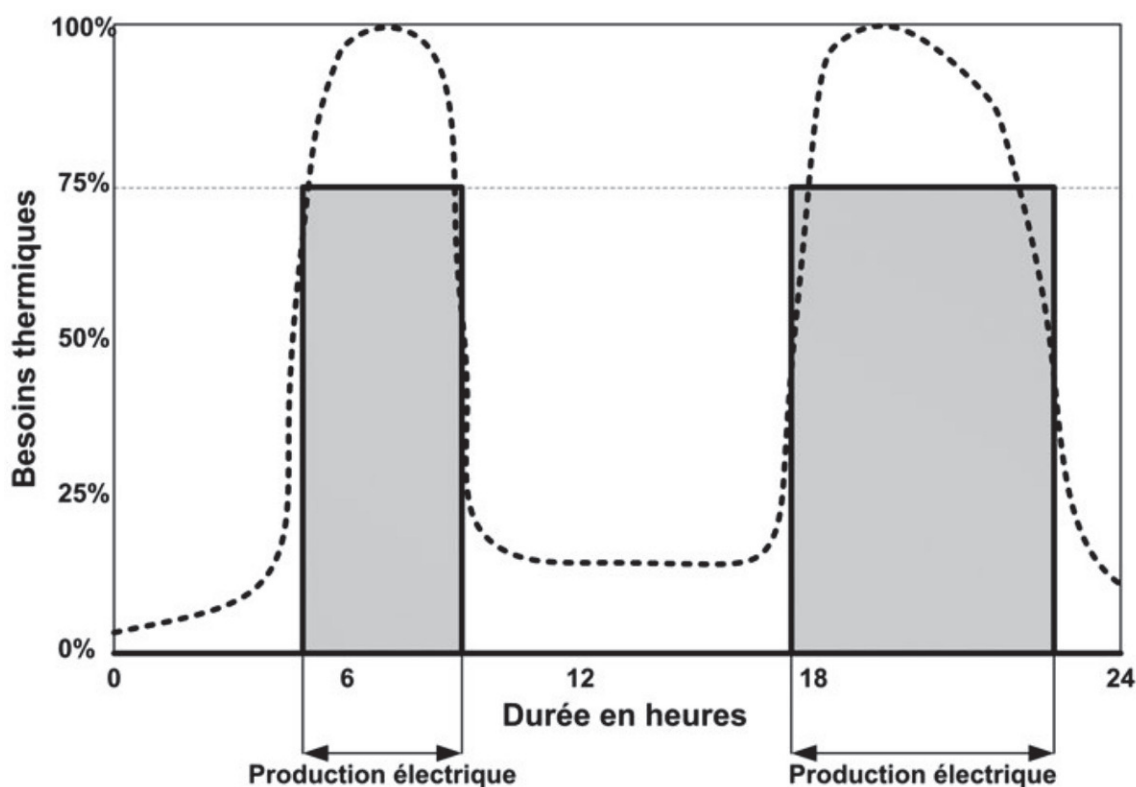


Figure 6.42 – Unité de micro-cogénération de puissance fixe avec deux cycles de fonctionnement par jour.

Dans le cas d'une unité de micro-cogénération à puissance variable dimensionnée pour couvrir au maximum aussi 75 % des besoins, la modulation en fonction de ces besoins sera plus flexible et pourra suivre plus fidèlement leur variation (figure 6.43). De plus, l'unité de micro-cogénération fonctionnera sur une plus longue durée (donc réduction des arrêts et redémarrages) et la fourniture d'électricité sera assurée sur une plage horaire plus importante.

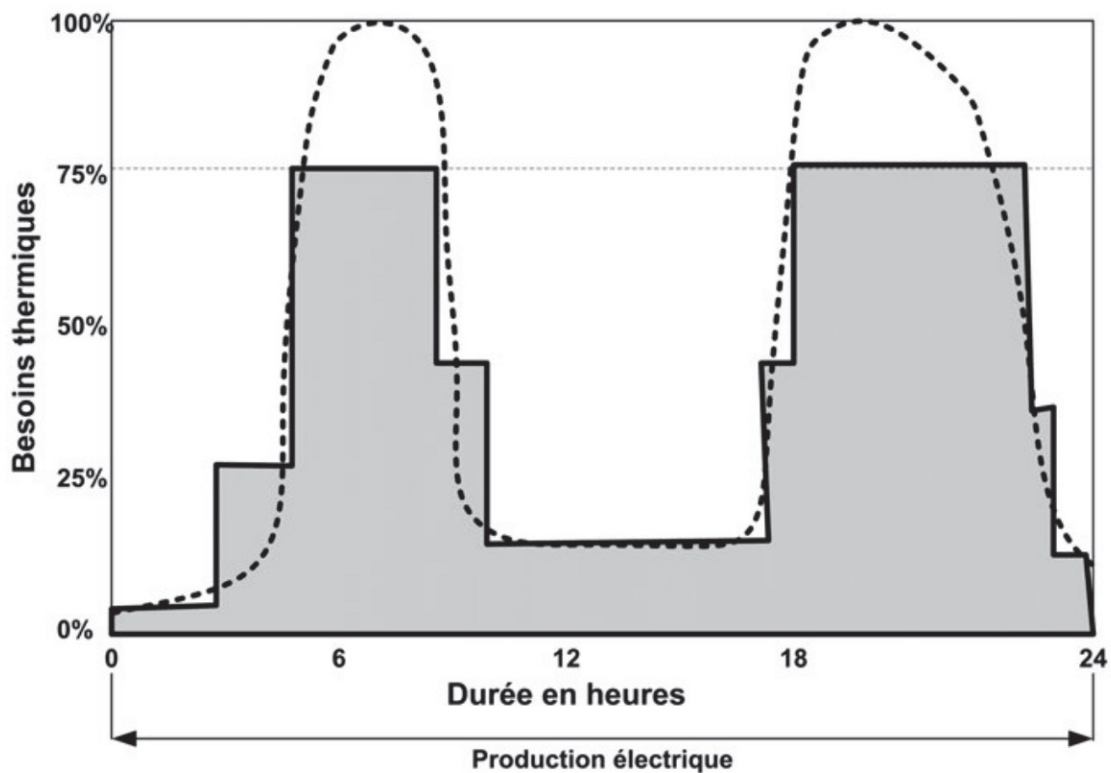


Figure 6.43 – Unité de micro-cogénération de puissance variable.

B

UNITÉS DE MICRO-COGÉNÉRATION – CRITÈRES DE SÉLECTION ET LÉGISLATION

6.5.2 Priorité à la production d'électricité

Dans cette approche, en fonction des possibilités de programmation de l'unité de micro-cogénération, plusieurs solutions sont envisageables.

Si l'unité de micro-cogénération peut fournir une puissance électrique variable, le pilotage pourra se faire en fonction des besoins électriques réels tant que ceux-ci sont inférieurs à la puissance maximale de l'unité de micro-cogénération. Selon les modèles, il sera éventuellement possible de programmer un profil électrique à fournir le long de la journée.

Pour les pays où les tarifs de vente d'électricité sont modulés selon les heures de la journée (au Danemark par exemple), la production d'électricité sera maximale lors des prix d'achat les plus élevés.

Si, par contre, l'unité de micro-cogénération est de puissance fixe, il n'y a qu'une seule option : la puissance électrique (et thermique) produite sera constante et maximale.

Dans les deux cas, les besoins électriques pouvant varier rapidement dans une large plage (pour un habitat individuel entre 300 et 3 000 W par exemple), l'unité de micro-cogénération doit être capable de répondre pratiquement instantanément à cette variation.

6.5.3 Pilotage mixte

On peut aussi envisager un pilotage où, selon le type de besoin prioritaire (production de chaleur, d'électricité ou vente de l'électricité en surplus), le paramètre influant pourra varier sur le fonctionnement de l'unité de micro-cogénération.

L'unité de micro-cogénération de la société danoise EC Power est programmable selon ces trois modes car, au Danemark, en fonction des fournisseurs d'énergie, le prix de l'électricité achetée est variable parfois même en cours de journée et l'unité de micro-cogénération peut donc utiliser les créneaux où le prix du kWh_{él.} est élevé pour produire plus de courant.

6.6 Optimisation : puissance nécessaire et durée de fonctionnement

L'objectif lors de l'utilisation d'une unité de micro-cogénération est d'optimiser le fonctionnement de l'équipement et les coûts liés (combustible, maintenance).

Ceci peut se réaliser en faisant fonctionner l'équipement le plus longtemps possible (durée de fonctionnement maximale) : cette durée doit être en accord avec les recommandations du constructeur en tenant compte, par exemple, des périodes de maintenance ainsi que des périodes minimales de fonctionnement pour réduire le nombre d'arrêts et de redémarrages par jour, car ils peuvent avoir une influence sur la durée de vie ou la disponibilité d'électricité.

Les coûts peuvent être optimisés selon différentes approches :

- Énergétique où l'on essaie de couvrir le maximum des besoins électriques et thermiques et donc en consommant le moins possible d'électricité du réseau et en utilisant au mieux la chaleur produite.
- Financière où l'on utilise une partie de l'électricité produite et on vend le surplus ; ceci est fonction du prix d'achat et de vente de l'électricité.

Cependant l'énergie électrique ou thermique produite doit aussi, si possible, être adaptée à l'utilisation prévue et en accord avec l'équipement installé.

Quelques exemples vont illustrer ces approches.

6.6.1 Taux de couverture des besoins thermiques ou électriques

■ Unité de micro-cogénération de puissance fixe

On peut dimensionner l'unité de micro-cogénération en fonction des besoins (thermiques ou électriques) que l'on veut couvrir. Les figures 6.44 , 6.45 et 6.46 donnent des exemples de couverture à 75, 50 et 25 % pour une unité de micro-cogénération de puissance fixe.

Les besoins sont représentés par la monotone (thermique ou électrique). Si on arrive mieux à couvrir les besoins avec un taux de couverture croissant, l'excédent non utilisable directement augmente aussi. Si c'est de l'électricité en surplus, elle peut être vendue, par contre dans le cas de chaleur, les capacités de stockage (ballon...) sont à un moment ou un autre atteintes et l'unité de micro-cogénération doit s'arrêter (ou alors il faudra prévoir une évacuation de l'excédent de chaleur sous une autre forme).

L'optimisation portera sur la puissance de l'unité de micro-cogénération par rapport aux besoins en tenant compte de l'allure de la courbe monotone.

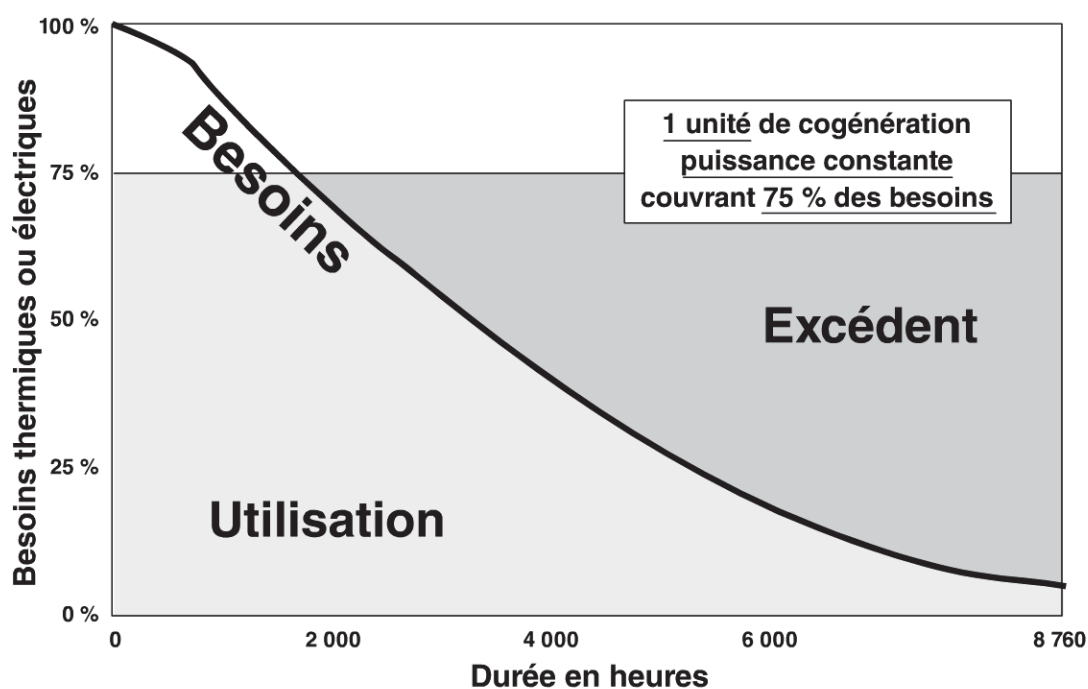


Figure 6.44 – Unité de micro-cogénération de puissance fixe couvrant 75 % des besoins.

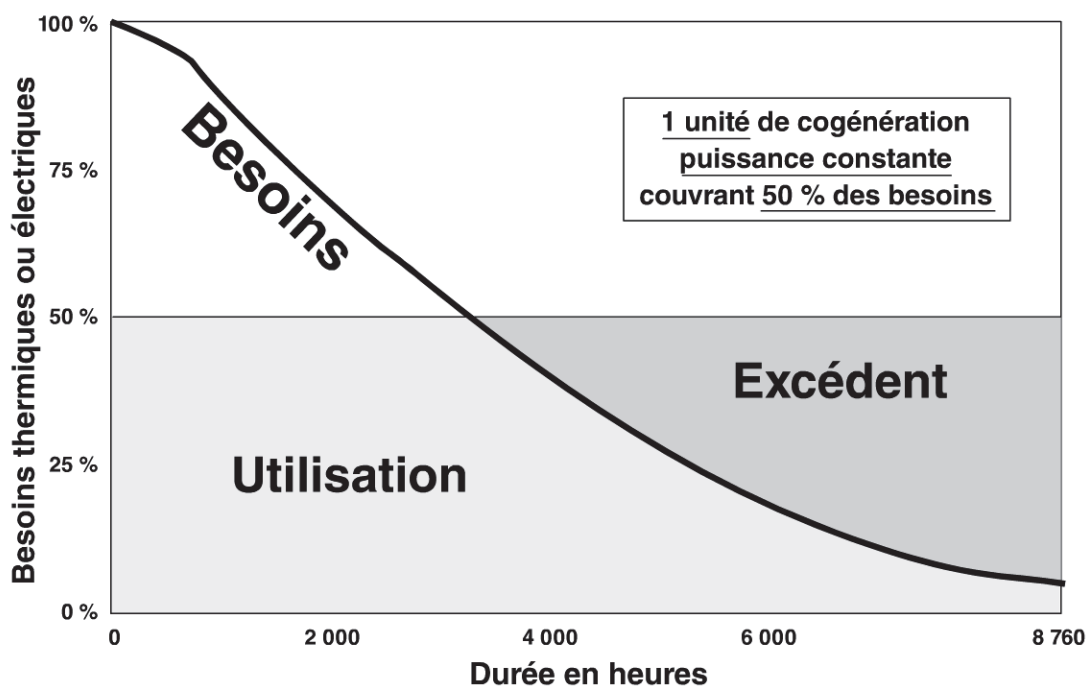


Figure 6.45 – Unité de micro-cogénération de puissance fixe couvrant 50 % des besoins.

■ Unité de micro-cogénération de puissance variable

Dans le cas où la puissance fournie est modulable, l'unité de micro-cogénération pourra être dimensionnée pour la puissance maximale à couvrir.

La figure 6.47 illustre une unité de micro-cogénération couvrant, comme pour le cas illustré figure 6.44, 75 % de la puissance maximale, mais ayant une puissance modulable sur trois niveaux par exemple.

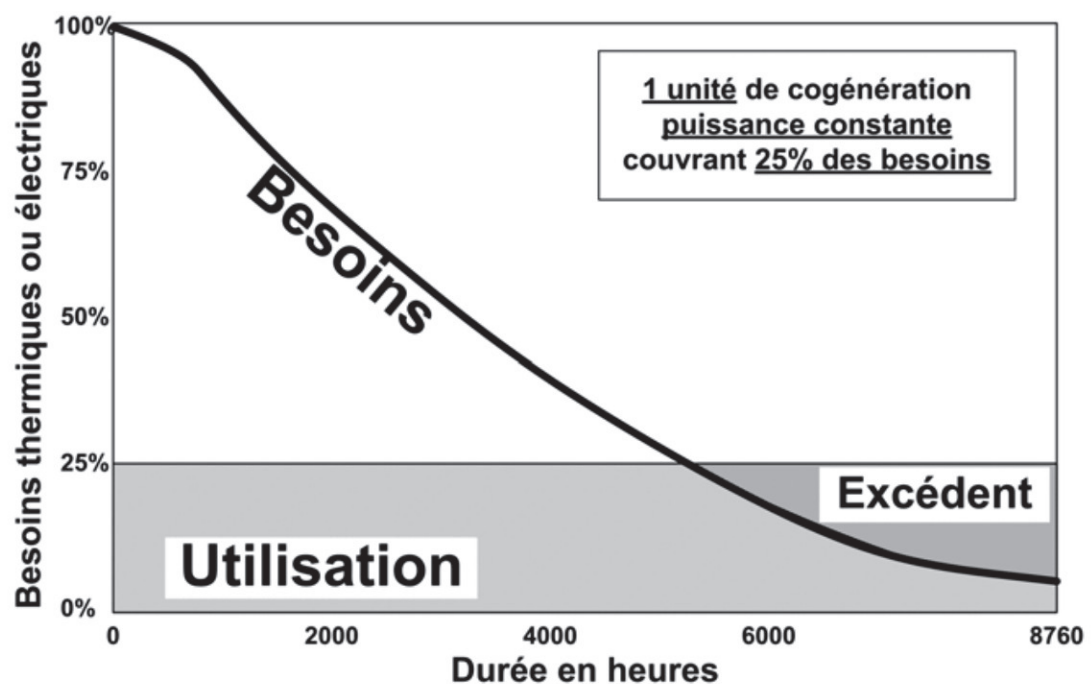
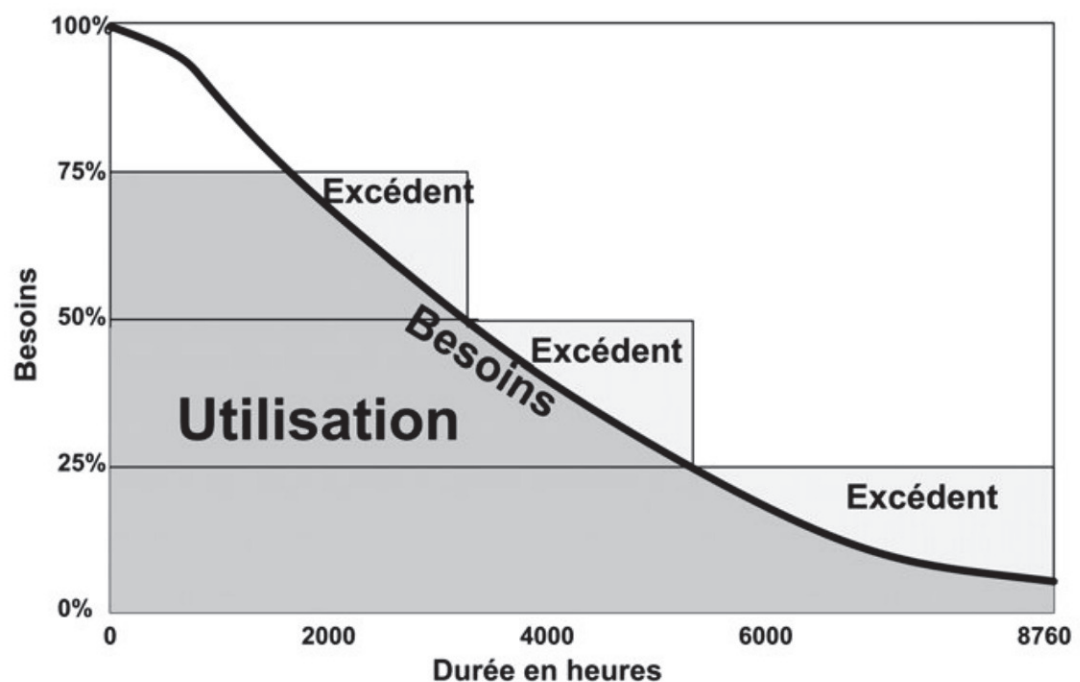


Figure 6.46 – Unité de micro-cogénération de puissance fixe couvrant 25 % des besoins.

Figure 6.47 – Unité de micro-cogénération de puissance modulable
à trois niveaux et couvrant 75 % des besoins.

Avec cette option de modulation, on arrive à couvrir les mêmes besoins que figure 6.44 (avec une puissance fixe), mais, de plus, les excédents sont plus faibles, d'où une meilleure utilisation du combustible.

Si l'unité de micro-cogénération a une puissance modulable continue, les excédents sont encore plus réduits, car la régulation peut suivre la courbe des besoins au plus près (figure 6.48).

Il est cependant à noter que la modulation de la puissance fournie se fait dans une plage dépendant du modèle d'unité de micro-cogénération (tableau 6.4). Elle ne peut généralement pas varier entre 0 et 100 % de la puissance maximale.

Tableau 6.4 – Plages de variation de puissance électrique de certaines unités de micro-cogénération.

Unité de micro-cogénération	Plage de variation
Vaillant ecopower e3.0	1,3 – 4,7 kW _{él.}
EC Power XRGI 15G-TO	6 – 15,2 kW _{él.}
Baxi Ecogen	0,2 – 1 kW _{él.}
Sunmachine	1,5 – 3 kW _{él.}
Otag Lion Powerblock	0,2 – 2 kW _{él.}

Il existe toujours une puissance minimale en dessous de laquelle l'unité de micro-cogénération ne peut descendre, ce qui fait que pour de très faibles consommations électriques, on a le choix entre arrêter l'unité de micro-cogénération ou vendre le surplus pour l'électricité.

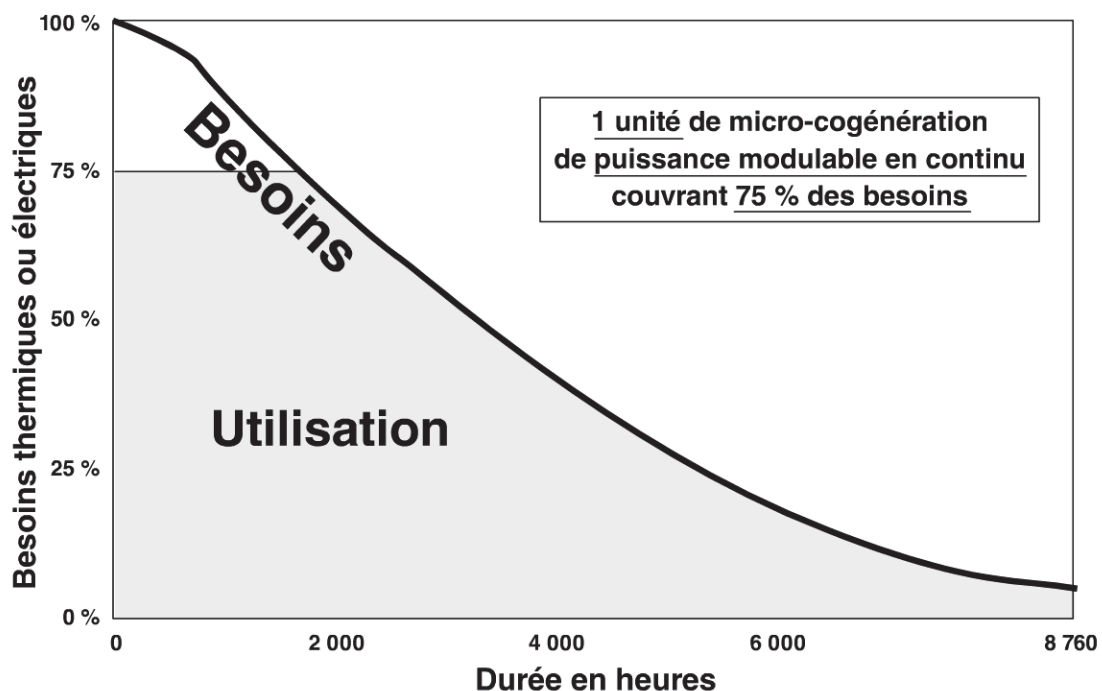


Figure 6.48 – Unité de micro-cogénération de puissance modulable couvrant 75 % des besoins.

6.6.2 Utilisation de plusieurs unités de micro-cogénération

Pour des besoins thermiques ou électriques importants (hôtel, commerce, piscine, école), on peut envisager d'utiliser plusieurs unités de micro-cogénération (certains modèles permettent le pilotage par une unité maître).

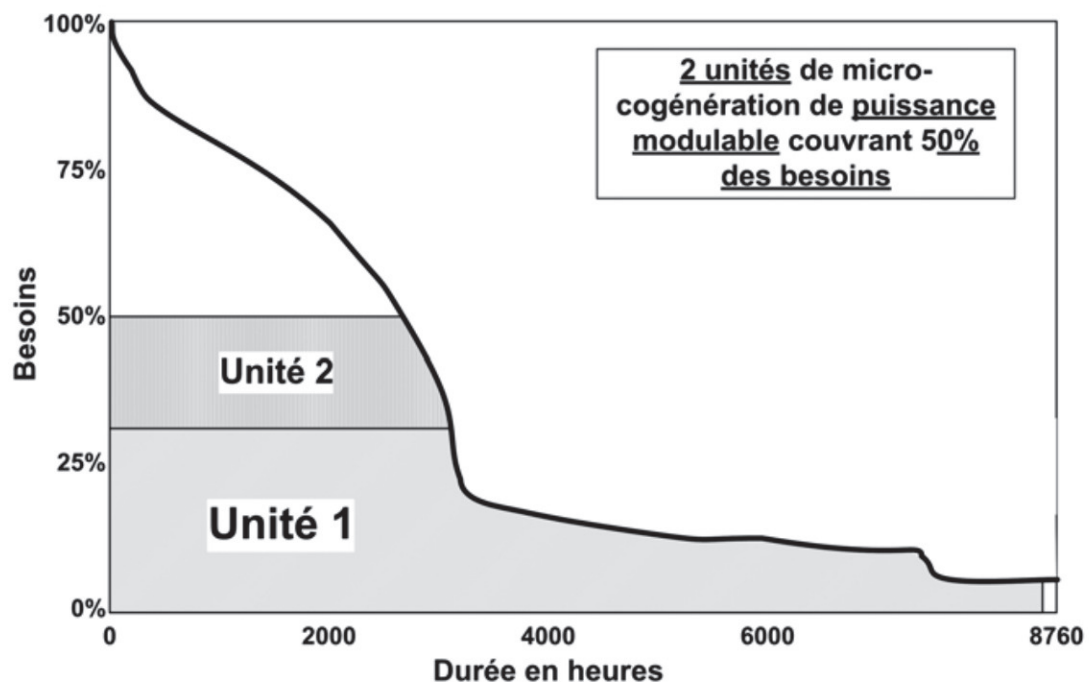


Figure 6.49 – Utilisation de deux unités de micro-cogénération de puissance modulable couvrant 75 % des besoins.

La figure 6.49 illustre le cas d'un magasin (monotone type – voir figure 6.40) avec deux unités de puissance modulable en continu. En fonction de l'allure de la monotone, on pourra utiliser deux unités de même puissance ou de puissances différentes.

6.7 Unités de petite puissance pour habitat individuel

On assiste au développement de très petites unités (puissance électrique ≤ 1 kW). Il s'avère que ce niveau de puissance est mieux adapté aux maisons individuelles, car si les pics de consommation électrique peuvent être élevés, la consommation de base est en général faible.

Pour une famille de quatre personnes, la consommation électrique moyenne (hors chauffage et eau chaude sanitaire) est de l'ordre de 4 000 kWh par an (figure 6.50), ce qui donne une moyenne journalière lissée d'environ 450 W (8 760 heures/an). Avec une unité de micro-cogénération de 1 kW_{él.}, on produirait les 4 000 kWh consommés en 4 000 heures de fonctionnement, le surplus pouvant être vendu. Dans l'exemple figure 6.50, les besoins électriques de base peuvent être estimés à environ 300 W (zone I).

Une unité de micro-cogénération de puissance modulable de 1 kW_{él.} maximum permet de couvrir à 100 % les besoins situés sous la ligne de puissance correspondante (zone I). Seuls les besoins A, B et C (zone II) seraient à couvrir par le secteur.

Dans la zone I, selon le choix du mode de fonctionnement (pilotage par la demande de chaleur par exemple), une partie de la production électrique en surplus pourra être vendue.

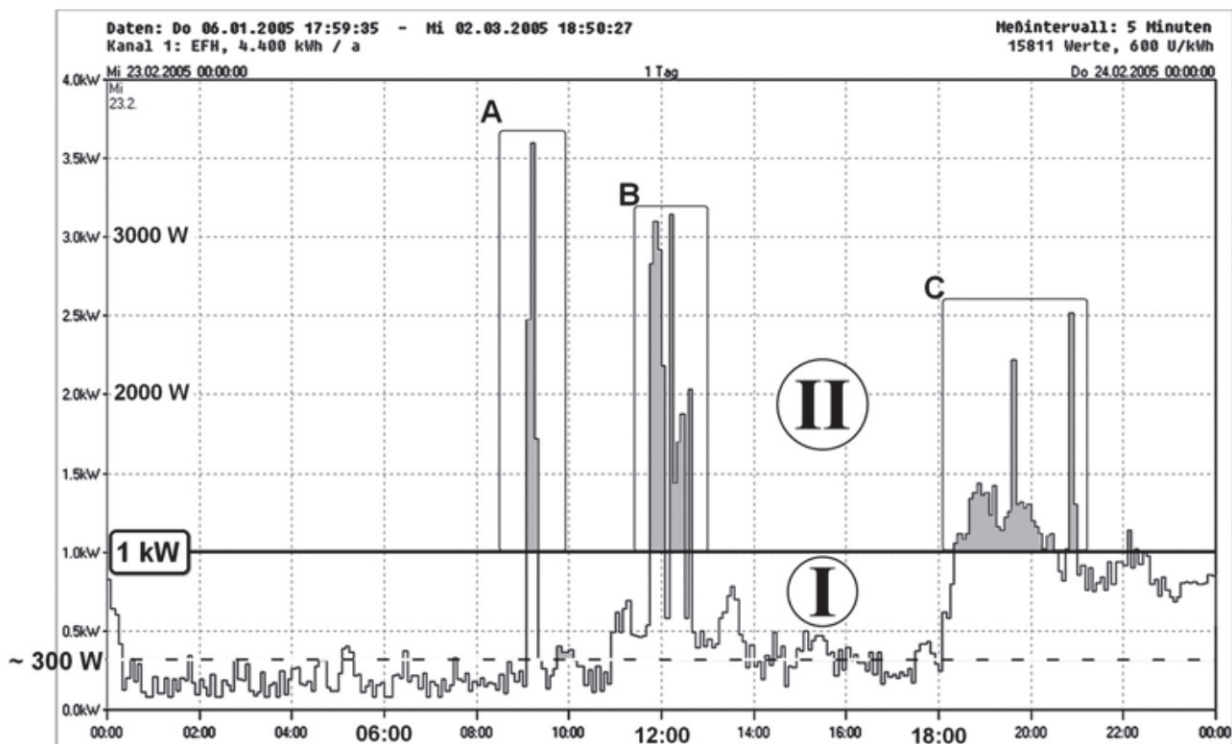


Figure 6.50 – Utilisation d'une unité de micro-cogénération de 1 kW_{él}.
(d'après une courbe de OTAG Vertriebs GmbH & Co. KG).

Pour une unité de micro-cogénération de puissance fixe (figure 6.51), les trois cycles de fonctionnement peuvent correspondre aux périodes de forte consommation

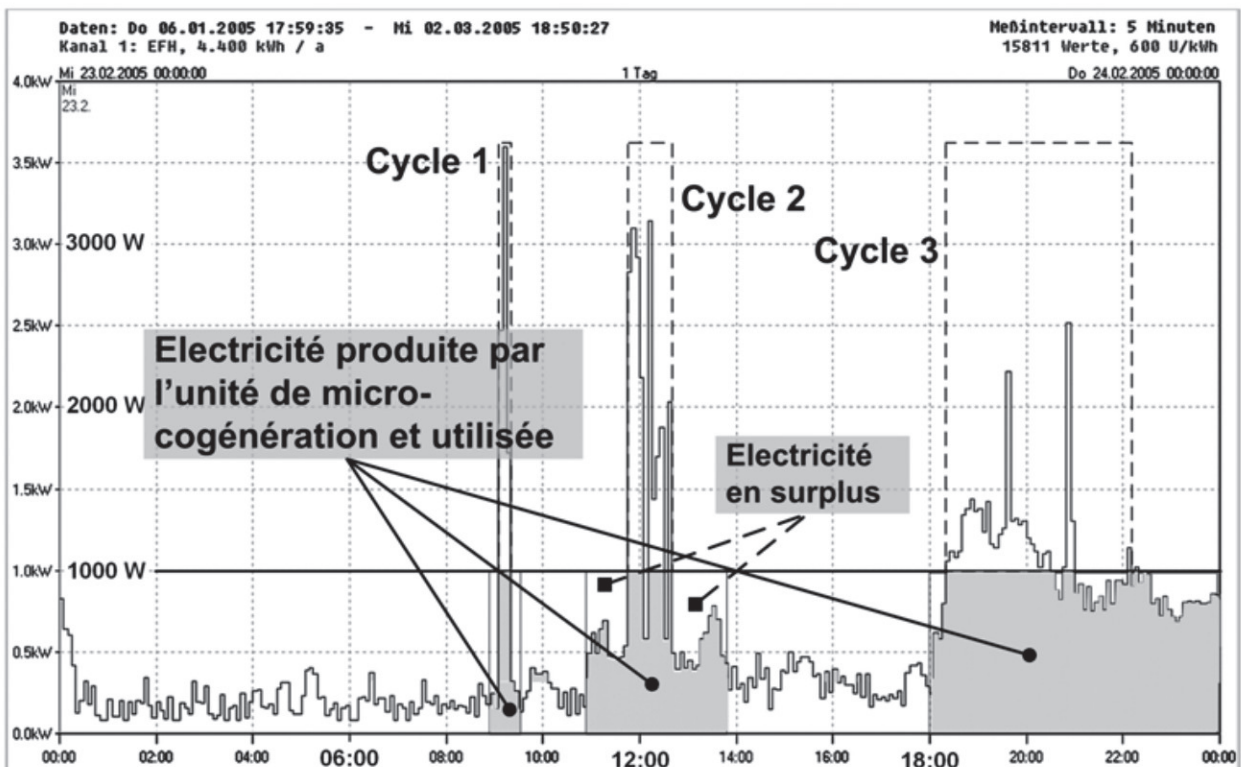


Figure 6.51 – (d'après une courbe de OTAG Vertriebs GmbH & Co. KG).

électrique, la différence, lorsque les besoins sont supérieurs à 1 kW, étant fournie par le secteur. Dans l'exemple choisi, on constate que la puissance électrique totale produite couvre pratiquement plus de 50 % des besoins.

Pour chaque cycle, lorsque la production est supérieure à la consommation, l'électricité en surplus peut être injectée dans le réseau.

Du côté thermique, la chaleur produite et non utilisée peut être stockée (ballon d'eau chaude sanitaire ou cuve tampon pour le chauffage) et donc être utilisée lorsque l'unité de micro-cogénération ne fonctionne pas.

Une simulation faite par le Professeur Bernd Thomas de l'Université de Reutlingen en Allemagne montre l'intérêt de telles unités de micro-cogénération.

La simulation est basée sur différentes unités de micro-cogénération, toutes de puissance électrique de 1 kW, avec des rapports différents entre puissance thermique et puissance électrique et un ballon de stockage de 750 litres de capacité.

L'unité de micro-cogénération fonctionne sur la base de trois cycles par jour.

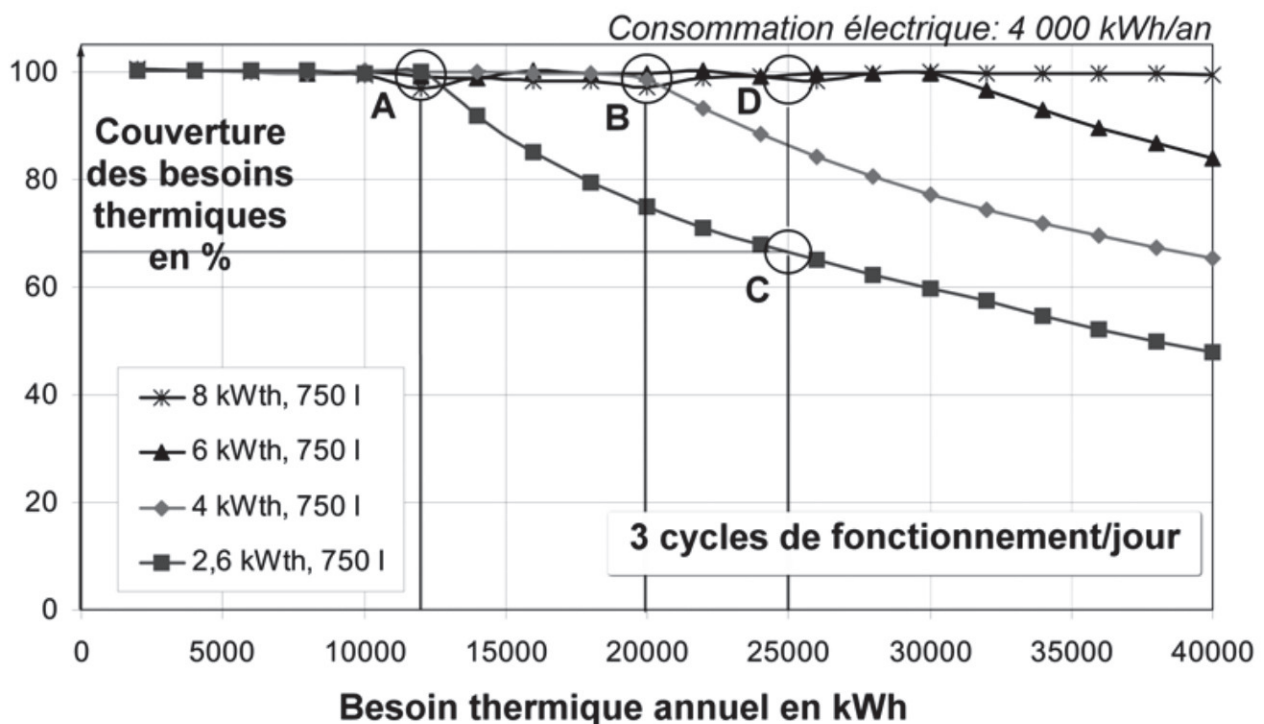


Figure 6.52 – Taux de couverture des besoins thermiques d'une unité de micro-cogénération de 1 kW_{él.} en fonction de la puissance thermique (source : Professeur Bernd Thomas, présentation RENEXPO® 2008).

La figure 6.52 montre la relation entre les besoins thermiques et leur couverture :

- En A, une unité de micro-cogénération de rapport 2,6 (2,6 kW_{th.} et 1 kW_{él.}) pourrait couvrir une habitation exigeant environ 12 000 kWh/an (ce qui correspondrait à une surface habitable de 100 m² avec un besoin de 120 kWh/m².an). Une telle unité de micro-cogénération pourrait être le modèle Honda Ecowill, par exemple, avec un ballon de plus grande capacité.
- En B, des besoins thermiques de 20 000 kWh/an pourraient être couverts par une unité de micro-cogénération de rapport de puissance de 1:4 (1 kW_{él.} et 4 kW_{th.}).

- Le point C correspondrait à un besoin thermique de 25 000 kWh/an, mais avec une couverture des besoins d'environ 65 % seulement avec une unité de rapport 1:2,6. Il faudrait une unité de micro-cogénération de rapport de puissances de 1:6 pour couvrir les besoins thermiques à 100 % (point D).

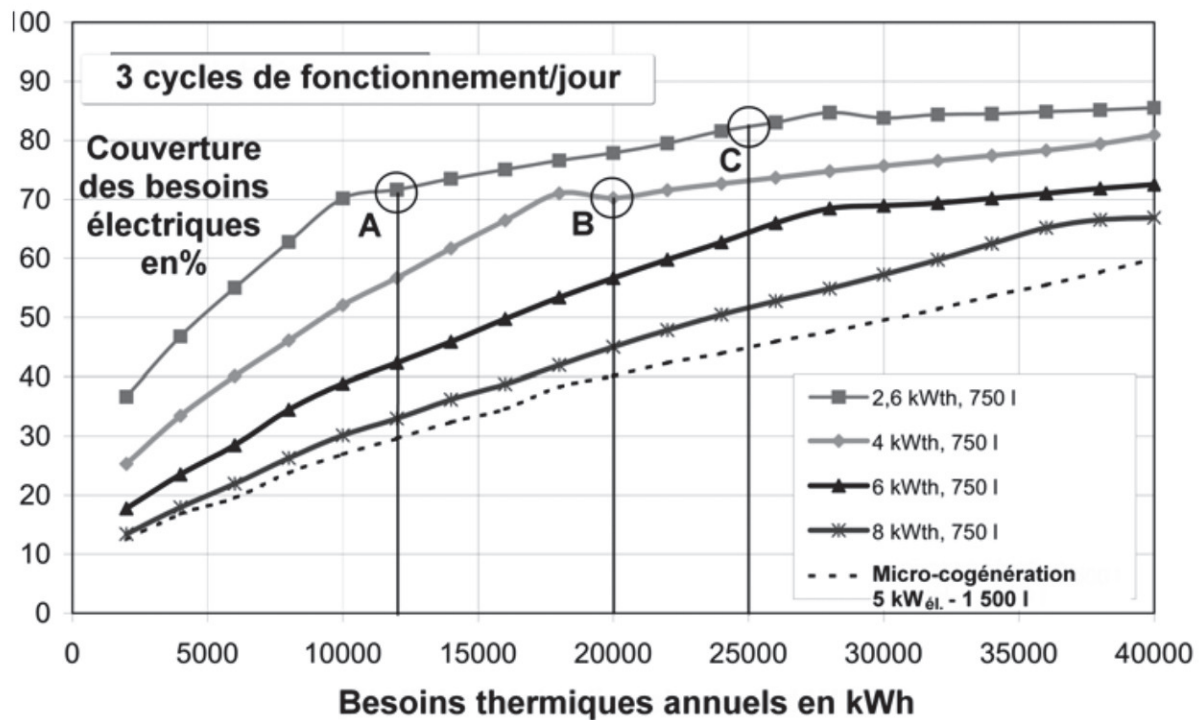


Figure 6.53 – Taux de couverture des besoins électriques d'une unité de micro-cogénération de 1 kW_{él.} en fonction de la puissance thermique (source : Professeur Bernd Thomas, présentation RENEXPO® 2008).

La figure 6.53 reprend les mêmes hypothèses et analyse les besoins électriques. Une unité de micro-cogénération de 1 kW_{él.} et de rapport de puissance (électrique/thermique) de 1:2,6 couvrirait plus de 70 % des besoins électriques (point A).

Il est à noter que ce sont des résultats statistiques, car les besoins électriques ne sont pas répartis de façon constante sur une année.

Si les besoins thermiques avec un ballon correctement dimensionné pourront être réellement couverts, en ce qui concerne l'électricité qui ne peut être stockée, ce sont les besoins globaux annuels qui seront couverts et non ceux instantanés, contrairement aux besoins thermiques.

6.8 Unités de micro-cogénération

Les modèles décrits précédemment en détail ne représentent qu'un échantillonnage des unités de micro-cogénération disponibles ou en développement à fin 2009. Afin de donner une idée de la vitalité actuelle de ce secteur, d'autres unités sont présentées dans des tableaux synthétiques (mention N.D. : étant donné que certains modèles sont en phase de développement ou de prototypes, toutes les caractéristiques ne sont pas disponibles).

6.8.1 Unités de micro-cogénération à moteur à combustion interne

Tableau 6.5 – Unités de micro-cogénération à moteur à combustion interne.

Fabricant	Baxi Senertec	EC Power	Vaillant	Honda
Modèle	Dachs	XRGI 15G-TO	ecopower e3.0	MCHP
Pays	RFA	Danemark	RFA	Japon
Combustible	Gaz naturel, propane, biogaz, fioul, « biodiesel », huile de colza	Gaz naturel, propane	Gaz naturel, propane	Gaz naturel
Puissance électrique maximale	~ 5,5 kW	15,2 kW	3 kW	1 kW
Puissance thermique maximale	~ 10,3 kW	30 kW	8 kW	2,8 kW
Puissance modulable	Non	Oui	Oui	Non
Rendement global	88 %	92 %	90 %	85 %
Mise sur le marché	1996	N.D.	1999 (modèle e4.7)	2003
Unités en service (mi-2009)	Plus de 20 000 (tous modèles)	N.D.	Plus de 3 000 (tous modèles)	Plus de 81 000
Prix (indicatif 2009 – Version de base – TTC)	~ 25 000 € (avec ballon de 750 litres)	~ 30 000 €	~ 16 000 €	~ 6 000 € (prix au Japon)

Tableau 6.6 – Unités de micro-cogénération à moteur à combustion interne.

Fabricant	Toyota Aisin	Yanmar	COGENGreen	Green Energy Solutions
Modèle	GECC 46 A2	CP5VB	ecoGEN-7.5AG	Green One
Pays	Japon	Japon	Belgique	RFA
Combustible	Gaz naturel, propane	Gaz naturel	Gaz naturel, propane	Fioul
Puissance électrique maximale	4,6 kW	5 kW	7,5 kW	6,2 kW
Puissance thermique maximale	11,7 kW	N.D.	19 kW	12,5 kW

Tableau 6.6 – Unités de micro-cogénération à moteur à combustion interne. (...)

Fabricant	Toyota Aisin	Yanmar	COGENGreen	Green Energy Solutions
Puissance modulable	Oui	N.D.	Oui	Oui
Rendement global	85 %	85 %	88,5 %	89 %
Mise sur le marché	Prévue en 2010	N.D.	Depuis 2005	Prévue 2009
Unités en service (mi-2009)	---	N.D.	N.D.	---
Prix (indicatif 2009 – Version de base – TTC)	~ 17 000 €	N.D.	Dépend des spécifications client	~ 22 000 €

6.8.2 Unités de micro-cogénération à moteur Stirling

Tableau 6.7 – Unités de micro-cogénération à moteur Stirling.

Fabricant	Whisper Tech	Baxi	De Dietrich Remeha	Sunmachine
Modèle	WhisperGen® Mk V	Ecogen	---	---
Pays	Nouvelle-Zélande	GB	RFA	RFA
Combustible	Gaz naturel	Gaz naturel, biogaz	Gaz naturel	Granulés
Puissance électrique maximale	1 kW	1 kW	1 kW	3 kW
Puissance thermique maximale	7 kW	6 kW	5 kW	10,5 kW
Puissance modulable	Non	Oui	N.D.	Oui
Rendement global	90 %	91 %	N.D.	90 %
Mise sur le marché	Prévue en 2009	Prévue en 2009	Prévue en 2010	2009
Unités en service (mi-2009)	---	---	---	N.D.
Prix (indicatif 2009 – Version de base – TTC)	~ 14 500 € (avec ballon de 800 litres)	N.D.	N.D.	~ 29 000 €

Le prix de l'unité WhisperGen est celui indiqué par le distributeur allemand. Il comprend un ballon de 800 litres et toute l'installation.

Tableau 6.8 – Unités de micro-cogénération à moteur Stirling.

Fabricant	Bosch	Viessmann	Enatec
Modèle	---	---	HRe®
Pays	RFA	RFA	Hollande
Combustible	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel
Puissance électrique maximale	1 kW	1 kW	1 kW
Puissance thermique maximale	7 kW	6 kW	9 kW
Puissance modulable	Oui	N.D.	Oui
Rendement global	95 %	97 %	98 %
Mise sur le marché	Prévue en 2011	N.D.	Prévue en 2010
Unités en service (mi-2009)	---	---	---
Prix (indicatif 2009 – Version de base – TTC)	N.D.	N.D.	N.D.

6.8.3 Unités de micro-cogénération à pile à combustible

Tableau 6.9 – Unités de micro-cogénération à pile à combustible.

Fabricant	Vaillant	Hexis AG	Baxi Innotech	Ceres Power
Modèle Technologie	--- PEMFC	Galileo 1000N SOFC	Gamma 1.0 PEMFC	--- SOFC
Pays	RFA	Suisse	GB	GB
Combustible	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel, GPL
Puissance électrique maximale	4,6 kW	1 kW	1 kW	1 kW
Puissance thermique maximale	~ 7 kW	2,5 kW	1,7 kW	N.D.
Puissance modulable	Oui	Oui	Oui	N.D.
Rendement global	90 %	> 85 %	> 85 %	~ 80 %

Tableau 6.9 – Unités de micro-cogénération à pile à combustible. (...)

Fabricant	Vaillant	Hexis AG	Baxi Innotech	Ceres Power
Mise sur le marché	N.D.	N.D.	N.D.	Prévue en 2011
Unités en service (mi-2009)	---	---	---	---
Prix (indicatif 2009 – Version de base – TTC)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

Tableau 6.10 – Unités de micro-cogénération à pile à combustible.

Fabricant	CFCL	Acumentrics	Helion	PlugPower
Modèle Technologie	BlueGen™ SOFC	AHEAD® SOFC	Corepac PEMFC	GenSys® Blue PEMFC-HT
Pays	Australie	USA	France	USA
Combustible	Gaz naturel	Gaz naturel, propane	Gaz naturel	Gaz naturel
Puissance électrique maximale	2 kW	1 kW	4.6 kW	5 kW
Puissance thermique maximale	1 kW	1 kW	8 kW	9 kW
Puissance modulable	Oui	Oui	Oui	Oui
Rendement global	85 %	90 %	75 %	85 %
Mise sur le marché	Prévue en 2010	N.D.	Prototype	N.D.
Unités en service (mi-2009)	---	---	---	---
Prix (indicatif 2009 – Version de base – TTC)	N.D.	N.D.	---	N.D.

Au Japon, suite à l'impulsion gouvernementale (programme ENE-FARM ou LiFuel de Tokyo Gas) et à l'implication active des fournisseurs de gaz naturel, un nombre important de sociétés se sont lancées dans le développement de piles à combustibles domestiques, soit en coopération avec des sociétés américaines ou canadiennes, soit sous leur propre initiative. On peut citer Ebara-Ballard, Matsushita Electric Industrial, Sanyo Electric, Toshiba Fuel Cell Power Systems, Eneos Celltech, Toyota, Kyocera, Panasonic, Ishikawajima-Harima Heavy Industries, Mitsubishi Heavy Industries...

Tous ces modèles développés sont basés sur les technologies PEMFC et ont une puissance électrique de 1 kW.

Quel est le prix d'une pile à combustible en 2009 ? À ce jour, aucun modèle n'est disponible commercialement. Cependant on peut se baser sur le programme japonais où les piles de 1 kW sont « proposées » à un prix de 30 000 €, avec une subvention d'environ 50 %, ce qui amènerait le prix normal à 60 000 €. Ceci semble être actuellement un minimum basé sur une production actuelle en série.

6.8.4 Autres unités de micro-cogénération

Tableau 6.11 – Unités de micro-cogénération utilisant d'autres technologies.

Fabricant	OTAG	Energetix	Energiestro	MTT
Modèle	Lion Powerblock	Genlec	---	Micro-turbine
Pays	RFA	GB	F	Hollande
Technologie	Vapeur	ORC	Volant d'inertie	Turbine
Combustible	Gaz naturel, propane	Fonction de la chaudière	Huile végétale	Gaz naturel, propane, fioul
Puissance électrique maximale	2 kW	1 kW	6 kW	3 kW
Puissance thermique maximale	3,5 kW	10,5 kW	12 kW	15 kW
Puissance modulable	Oui	Oui	Oui	Oui
Rendement global	~ 94 %	> 90 %	90 %	N.D.
Mise sur le marché	2007	Prévue en 2010	Prévue en 2011	Prévue en 2012
Unités en service (mi-2009)	~ 300	---	---	---
Prix (indicatif 2009 – Version de base – TTC)	15 000 €	N.D.	~ 20 000 €	N.D.

6.8.5 Localisation des différents constructeurs

La majorité des unités présentées dans les différents tableaux précédents sont certes en phase de développement et certaines ne seront probablement jamais commercialisées, mais tous ces différents modèles montrent l'intérêt pour des unités de micro-cogénération, surtout de faible puissance (1 kW_{él.}).

En Europe, la majorité des constructeurs, surtout ceux avec des unités produites en série, est concentrée en Allemagne.

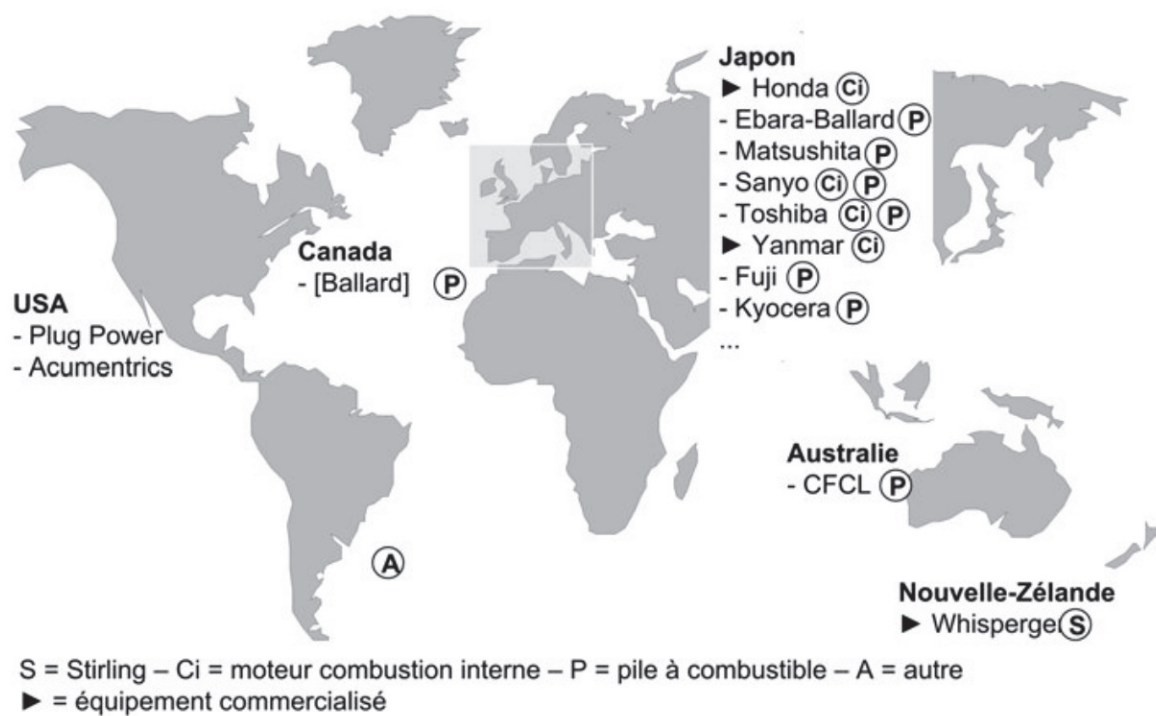


Figure 6.54 – Constructeurs d'unités de micro-cogénération (hors Europe).

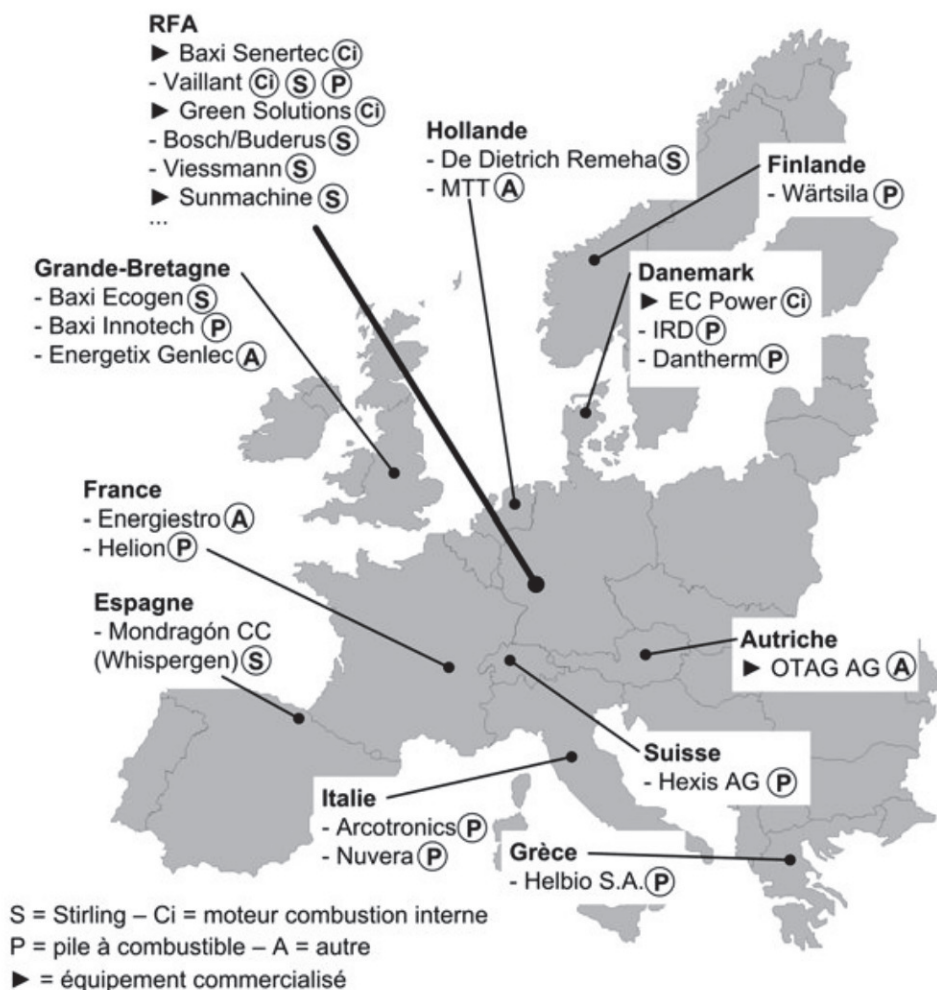


Figure 6.55 – Constructeurs européens d'unités de micro-cogénération.

Les cartes (figures 6.54 et 6.55) présentent quelques fabricants d'unités de micro-cogénération et leur répartition géographique montrant l'importance de l'Allemagne et du Japon, suite aux incitations gouvernementales et à l'implication des fournisseurs de gaz naturel qui ont permis le développement de nombreux constructeurs.

6.9 Récapitulatif

Le synoptique figure 6.56 donne le flux d'information nécessaire et les décisions résultantes pour arriver à une optimisation technique de l'unité de micro-cogénération.

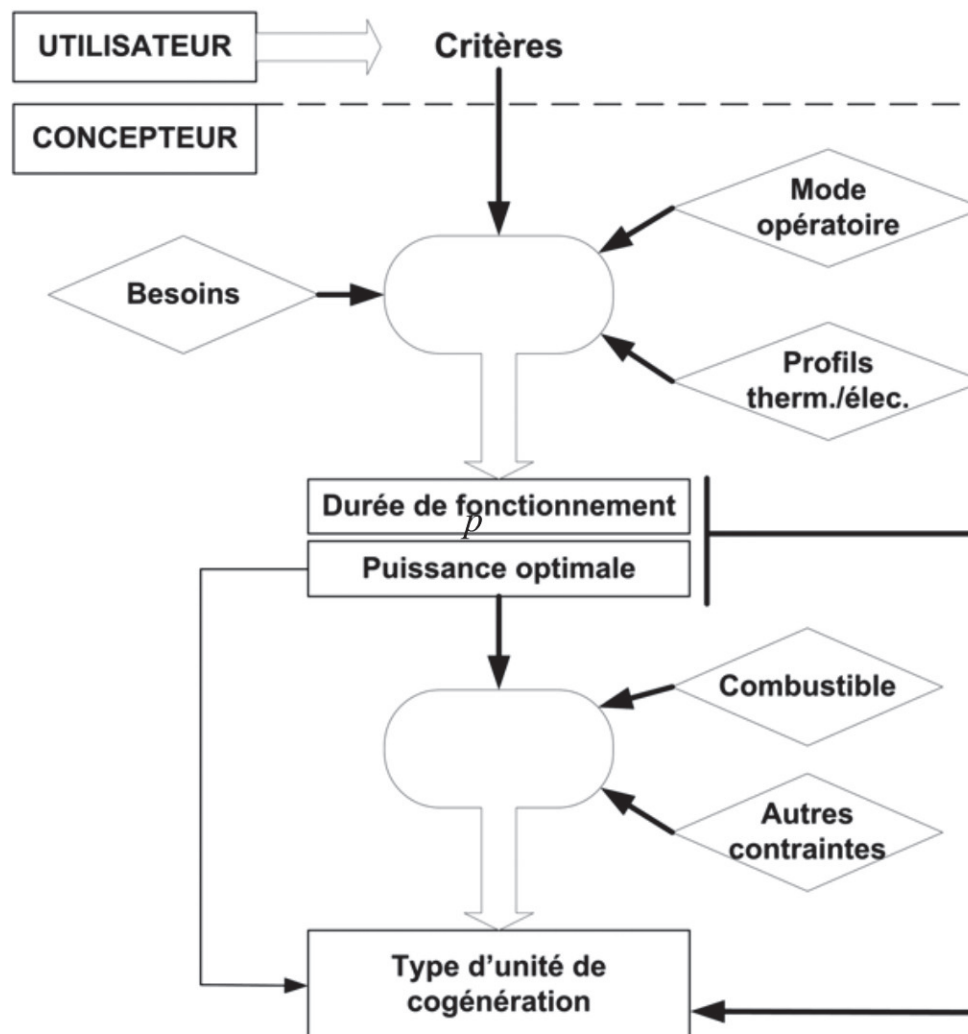


Figure 6.56 – Synoptique décisionnel pour le choix d'une unité de micro-cogénération.

7 • COÛTS DU SYSTÈME ET AMORTISSEMENT

7.1 Coût global

Le coût d'une unité de micro-cogénération se divise en coût d'achat de l'unité de micro-cogénération (qui se répartit sur la période d'amortissement envisagée) et coûts de fonctionnement (combustible, maintenance...).

La méthode de calcul sera abordée plus en détail dans le chapitre « Coût de l'énergie produite ».

7.1.1 Coût de l'équipement

Il est fonction du type d'unité et de la puissance maximale. Les prix connus à ce jour sont ceux des quelques modèles produits en série.

En Europe, en 2009, ils varient entre 15 000 et 30 000 €, selon la puissance électrique délivrée.

Tableau 7.1 – Prix au kW électrique produit (en €/kW) des unités de micro-cogénération disponibles en 2009.

Whisper Tech	Sunmachine	OTAG	Vaillant	Baxi Senertec	Toyota Aisin	Energiestro	Green Energy Solutions	EC Power
WhisperGen® Mk V		Lion	ecopower e3.0	Dachs	GECC 46 A2		Green Two	XRGI 15G-TO
1 kW	3 kW	2 kW	3 kW	5,5 kW	4,6 kW	6 kW	7 kW	15,2 kW
14 500 €	9 700 €	7 500 €	5 300 €	4 500 €	3 700 €	3 300 €	3 100 €	2 000 €

Il est à noter que l'effet d'échelle joue fortement : plus l'unité de micro-cogénération est puissante, plus le prix du kW_{él.} produit est faible. Il y a un rapport de 1 à 7 entre les prix du kW de l'unité de 1 kW_{él.} et celle de 15 kW_{él.}

Le prix des unités de micro-cogénération WhisperGen et Dachs comprend un ballon (750 litres pour Dachs et 800 litres pour WhisperGen) et toute l'installation pour le modèle WhisperGen.

Au vu des résultats du tableau précédent, les modèles de faible puissance (1 kW_{él.}), surtout basés sur les moteurs Stirling, doivent passer sous une barre psychologique que l'on pourrait situer autour de 6 000 € afin d'être commercialement viables (l'unité de micro-cogénération Honda Ecowill, basée sur un moteur à combustion interne et distribuée pour le moment qu'au Japon, coûte environ 6 000 €).

7.1.2 Coût d'installation

Cette partie comprend les coûts de raccordements électriques, hydrauliques, l'évacuation des gaz brûlés, l'aménagement éventuel du lieu/local d'installation. Généralement, ils se différencient peu de l'installation d'une chaudière classique pour la partie thermique.

Pour la partie électrique, il faut cependant y rajouter les coûts d'installation éventuels d'un compteur, si l'électricité est vendue.

7.1.3 Coût de fonctionnement

Celui-ci comprend généralement le combustible utilisé, la maintenance et éventuellement l'abonnement du compteur électrique, si le surplus est vendu.

La maintenance dépend de la durée de fonctionnement de l'unité de micro-cogénération. Les constructeurs indiquent une fréquence en heures entre les maintenances (4 000 heures pour l'unité Vaillant ecopower, 3 500 heures pour Senertec Dachs et Sunmachine, 8 500 heures pour EC Power...). Il est cependant toujours recommandé d'en avoir une au moins une fois par an. Ce sont des maintenances en fonctionnement normal ; il faut cependant noter qu'une maintenance générale doit se faire après quelques dizaines de milliers d'heures de fonctionnement (40 000 heures pour l'unité Vaillant ecopower ou EC Power, 20 000 heures pour Honda MCHP).

Le coût de la maintenance peut être exprimé en coût réel ou calculé par kWh produit.

7.2 Coût de l'énergie produite

Après les aspects techniques et les critères de choix, l'aspect économique doit être abordé, car il conditionne le prix de l'énergie (électrique et thermique) produite et donc la rentabilité de l'installation d'une unité de micro-cogénération.

Chaque application est un cas particulier. Parmi les paramètres importants, on peut citer :

- Les consommations électriques et thermiques globales.
- Les monotonies annuelles.
- Les besoins journaliers et leur distribution.

Besoins électriques kWh/an	Besoins thermiques kWh/an
Le mode de pilotage (priorité à la demande en électricité ou en chaleur) et les besoins électriques ou thermiques permettent une première approche en termes de puissance de l'unité de micro-cogénération et de durée de fonctionnement .	
Puissance électrique A* kW Rendement C* %	Puissance thermique B* kW
Fonctionnement D* Heures/an _____ Production annuelle _____ ELECTRICITE E = A x D kWh CHALEUR F = B x D kWh Consommation annuelle de combustible G kWh G = (E + F)/(C/100)	
Prix du combustible H* €/kWh	
Coût de l'équipement Investissement financier Durée d'amortissement A amortir	I* € ↓ J € ↓ K* ans L €/an L = I/K Credit ans <i>Durée</i> % <i>Taux</i>
Coût équipement L €/an Combustible M €/an M = G x H Maintenance N* €/an	
$\frac{(L + M + N)}{(E + F)}$ € Coût du kWh énergétique produit (électrique et thermique (Pendant la période d'amortissement) ↔ € Coût du kWh électrique acheté	
X* : données à fournir	

Figure 7.1 – Diagramme de calcul du coût de l'énergie produite par une unité de micro-cogénération.

- Les puissances électriques et thermiques de l'unité de micro-cogénération.
- La possibilité de moduler ces puissances.
- Le rendement global, etc.

Un calcul du coût de l'électricité produite est donc à faire au cas par cas, soit avec une approche basée sur des hypothèses simplifiées, soit en faisant appel à un logiciel de simulation qui traitera plus de variables et de façon plus détaillée.

7.2.1 Modèle de calcul simplifié

Le « modèle » simplifié utilisé pour une première approche (figure 7.1) sera basé sur les hypothèses suivantes : l'unité de micro-cogénération a une puissance fixe et l'électricité produite est utilisée à 100 %.

Ce modèle peut être simulé par une feuille de calcul d'un tableur, ce qui permet de faire varier un ou plusieurs paramètres et de voir l'influence sur les coûts ou la rentabilité.

Il est aussi possible, à partir d'un prix du $\text{kWh}_{\text{él.}}$ que l'on souhaite obtenir, de reprendre les calculs pour remonter au dimensionnement de l'unité de micro-cogénération (puissances thermiques et électriques).

Cette première approche suppose la consommation de 100 % de l'électricité produite. S'il y a un surplus qui pourra être vendu, le coût du kW énergétique produit sera d'autant réduit. Cette option n'a pas été prise en compte dans ce modèle.

7.2.2 Scénario 1 : habitat individuel

Une habitation individuelle moyenne avec quatre personnes a une consommation électrique de 4 000 kWh et thermique de 16 000 kWh (qui correspond à une maison de 120 m² de catégorie énergétique C, soit 91 à 150 kWh/m².an).

Le rapport entre les besoins électriques et les besoins thermiques est de 1:4. Une unité de micro-cogénération fournissant 1 kW_{él.} et 4 kW_{th.} peut alimenter cette maison (tableau 7.2) et couvrir 100 % des besoins électriques.

Afin d'avoir une référence, les valeurs sont comparées à une maison ayant les mêmes besoins annuels, mais utilisant une chaudière à condensation et l'électricité du réseau.

Remarque

Les prix des combustibles et de l'électricité étant fluctuants, ils ne sont donnés qu'à titre indicatif afin d'illustrer l'approche de calcul.

Avec les hypothèses choisies, il ressort de la comparaison entre une unité de micro-cogénération correctement dimensionnée et une chaudière associée au secteur que le coût du kWh produit est très proche après la période d'amortissement.

Il est aussi important de noter la nécessité d'optimiser le rapport entre puissance électrique et puissance thermique de l'unité de micro-cogénération afin de ne pas « surproduire » de la chaleur. Ceci est particulièrement important pour les nouvelles constructions basse consommation où les besoins thermiques (pour le chauffage) vont aller en baissant, alors que les besoins électriques sont stables ou en légère hausse, selon les équipements installés.

Tableau 7.2 – Comparaison d'une unité de micro-cogénération de 1 kW_{él.}
avec une chaudière pour une maison individuelle.

		Unité de micro-cogénération	Chaudière à condensation + électricité secteur
1	Puissance électrique	1 kW	
2	Puissance thermique	4 kW	
3	Rendement global	90 %	100 %
4	Durée de fonctionnement	4 000 h/an	
5	Production électrique [1 × 4]	4 000 kWh	
6	Production thermique [2 × 4]	16 000 kWh	16 000 kWh
7	Consommation de gaz naturel [(5 + 6)/(3/100)]	~ 22 200 kWh	16 000 kWh
8	Prix du gaz naturel	0,050 €/kWh	0,050 €/kWh
9	Coût de l'équipement	12 000 €	2 500 €
10	Durée d'amortissement	8 ans	8 ans
11	Amortissement annuel [9/10]	1 500 €	310 €
12	Coût du combustible [7 × 8]	1 110 €	800 €
13	Maintenance	250 €	100 €
14	Coût total annuel [11 + 12 + 13]	2 860 €	1 210 €
16	Électricité du secteur		4 000 kWh
17	Prix de l'électricité (tarif bleu)		0,090 €/kWh
18	Coût de l'électricité [16 × 17]		360 €
15	Prix du kWh énergétique [14/(5 + 6)]	0,143 € électrique + thermique	0,075 € thermique seul
			0,078 € électrique + thermique [(14 + 18)/(6 + 16)]
19	Coût total annuel après amortissement	1 360 € [12 + 13]	1 260 € [12 + 13 + 18]
20	Prix du kWh énergétique après la période d'amortissement	0,068 € [19/(5 + 6)]	0,063 €

Il faut cependant noter qu'il s'agit d'un cas idéal où l'électricité produite est utilisée à 100 %, ce qui suppose une adéquation entre besoins, puissance fournie et mode de pilotage de l'unité de micro-cogénération.

Une variante possible est l'allongement de la durée de fonctionnement (6 000 heures par exemple) et la vente de l'électricité en surplus.

Ceci montre, pour une application réelle, la nécessité d'une analyse fine pour optimiser les différents paramètres et arriver à une option économiquement rentable.

7.2.3 Scénario 2 : collectif, tertiaire...

L'utilisation d'unités de micro-cogénération de forte puissance (en général, plus de 3 ou 5 kW_{él.}) s'avère économiquement intéressante pour l'habitat collectif, une école, un hôtel, une PME...

Si l'on considère par exemple un hôtel ayant une consommation électrique de 30 000 kWh et thermique de 60 000 kWh par an, le rapport entre les besoins électriques et les besoins thermiques est de 1:2,5. Une unité de micro-cogénération fournissant 5 kW_{él.} et 10 kW_{th.} peut alimenter cet hôtel (tableau 7.3).

Tableau 7.3 – Comparaison d'une unité de micro-cogénération de 5 kW_{él.} avec une chaudière pour une application collective ou tertiaire.

		Unité de micro-cogénération	Chaudière + électricité secteur
1	Puissance électrique	5 kW	
2	Puissance thermique	10 kW	
3	Rendement global	90 %	100 %
4	Durée de fonctionnement	8 000 h/an	
5	Production électrique [1 × 4]	40 000 kWh	
6	Production thermique [2 × 4]	80 000 kWh	60 000 kW
7	Consommation de gaz naturel [(5 + 6)/(3/100)]	~ 133 000 kWh	60 000 kW
8	Prix du gaz naturel	0,045 €/kWh	0,045 €/kWh
9	Coût de l'équipement	30 000 €	8 000 €
10	Durée d'amortissement	8 ans	8 ans
11	Amortissement annuel [9/10]	3 750 €	1 000 €
12	Coût du combustible [7 × 8]	6 000 €	2 700 €
13	Maintenance	400 €	200 €

Tableau 7.3 – Comparaison d'une unité de micro-cogénération de 5 kW_{él.} avec une chaudière pour une application collective ou tertiaire. (Suite)

		Unité de micro-cogénération	Chaudière + électricité secteur
14	Coût total annuel [11 + 12 + 13]	10 150 €	3 900 €
16	Électricité du secteur		30 000 kWh
17	Prix de l'électricité		0,060 €/kWh
18	Coût de l'électricité [16 × 17]		1 800 €
15	Prix du kWh énergétique [14/(5 + 6)]	0,085 € électrique + thermique	0,065 € thermique seul
			0,063 € électrique + thermique [(14 + 18)/(6 + 16)]
19	Coût total annuel après amortissement	6 000 € [12 + 13]	4 700 € [12 + 13 + 18]
20	Prix du kWh énergétique après la période d'amortissement [19/7]	0,053 € [lignes 19/(5 + 6)]	0,052 € [lignes 19/(7+16)]

Dans cet exemple, la durée de fonctionnement a été maximisée (8 000 heures par an). Il en résulte une « surproduction » d'électricité et de chaleur. Si l'électricité en surplus peut être vendue (cette option n'a pas été prise en compte dans le tableau), la chaleur non utilisée doit être éventuellement stockée ou utilisée pour d'autres besoins que sanitaires (piscine, sauna...).

Une autre option est de faire fonctionner l'unité de micro-cogénération uniquement pour couvrir les besoins thermiques (dans cet exemple $60\,000/10 = 6\,000$ heures). La production d'électricité sera de 30 000 kWh pour une consommation de 30 000 kWh soit une couverture des besoins.

7.2.4 Autres combinaisons possibles pour comparaison

En plus des deux options prises comme exemple (unité de micro-cogénération ou chaudière et secteur), il est aussi possible de comparer d'autres options (tableau 7.4) comme :

- Une unité de micro-cogénération et une chaudière d'appoint.
- Une chaudière associée au solaire thermique (eau chaude sanitaire) et l'électricité du réseau.
- Une chaudière associée au solaire thermique (chauffage et eau chaude sanitaire) et l'électricité du réseau.

- Une unité de micro-cogénération associée au solaire thermique.

Tableau 7.4 – Combinaisons possibles pour une étude de rentabilité.

Unité de micro-cogénération	Chaudière	Solaire thermique	Électricité secteur
X			
X			X
X	X		
X	X		X
	X		X
	X	X	X

À ces options, on peut aussi ajouter des variantes comme le stockage de chaleur dans un réservoir tampon ou l'utilisation de batteries pour l'électricité.

7.3 Amortissement global

7.3.1 Évolution des prix des combustibles

Depuis 1990 le prix du gaz naturel et du fioul sont en augmentation (figure 7.2). Celui de l'électricité est stable en France ; par contre, la faible efficacité énergétique lors de la production d'électricité devrait la limiter aux usages spécifiques pour lesquels il n'y a pas d'autre alternative.

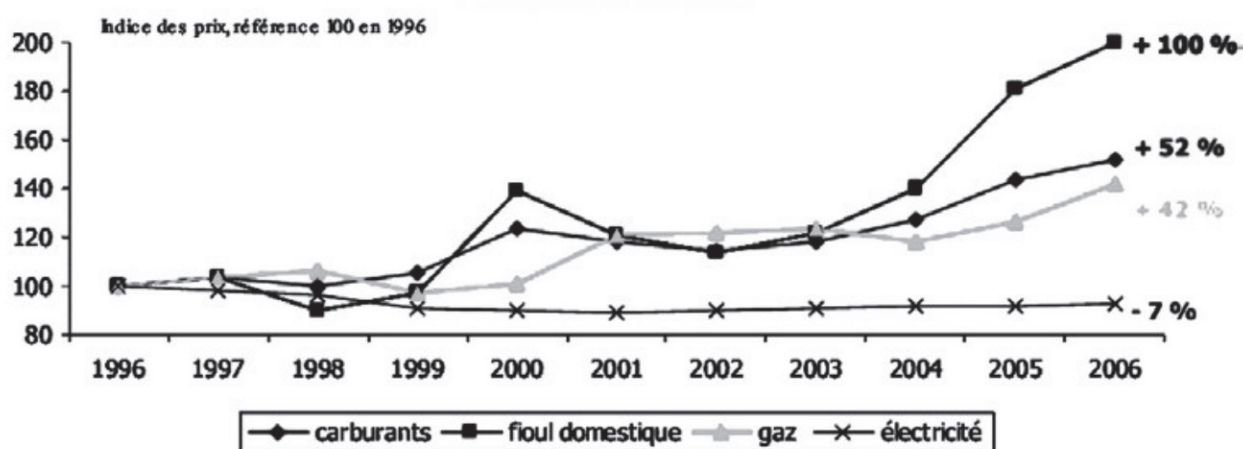


Figure 7.2 – Évolution du prix des combustibles entre 1996 et 2006
avec comme référence 100 en 1996
(source : INSEE).

7.3.2 Prix d'achat de l'électricité

Il est fixé aujourd'hui (2009) en France entre 0,06 et 0,09 €/kWh pour l'électricité issue de la cogénération.

Il est difficile de prévoir l'évolution de ce cours, car des mesures éventuelles d'incitation (comme en Allemagne ou en Belgique par exemple) peuvent entraîner une augmentation du prix de l'électricité achetée, rendant l'amortissement de l'unité de micro-cogénération possible sur une période plus courte et réduisant le coût du kWh_{él.} produit.

7.3.3 Tableau d'amortissement et coût énergétique à moyen et long terme

Toute étude d'amortissement et de calcul du prix de l'électricité et de la chaleur produites (à partir du gaz naturel par exemple) doit tenir compte des évolutions possibles des cours pour les années à venir.

Cependant, dans la mesure où ces cours sont soumis à des variations dépendant de nombreux facteurs, il est nécessaire de considérer au moins trois hypothèses : une extrapolation basée sur les valeurs récentes et deux extrêmes qui pourraient représenter une évolution basse ou haute (« worst cases »).

Il en est de même pour l'évolution du prix de l'électricité vendue.

La figure 7.3 montre l'évolution prévue des sources de production d'électricité à l'horizon 2030. La part du gaz naturel et du charbon devrait augmenter considérablement : comment prévoir les conséquences sur le prix du gaz naturel et de l'électricité ?

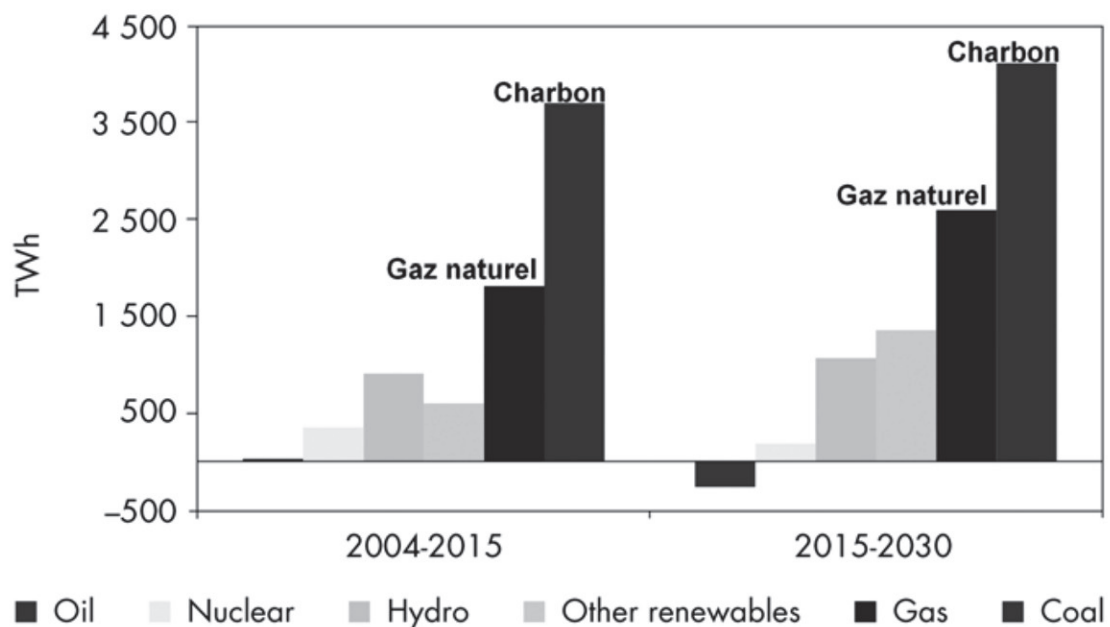


Figure 7.3 – Évolution des sources de production d'électricité
(source : IEA *International Energy Agency* – *World Energy Outlook* 2006).

7.3.4 Autres facteurs positifs

À l'amortissement financier s'ajoute une partie non chiffrable qui peut comprendre :

- La diminution des émissions de gaz à effet de serre.
- La réduction de consommation d'énergies non renouvelables (moins d'importation).
- L'autonomie électrique et/ou thermique, même si elle ne peut être que partielle.

8 • SOLUTIONS GLOBALES – SYSTÈMES HYBRIDES

Étant donné la difficulté de dimensionner une unité de micro-cogénération pour couvrir à la fois les besoins thermiques et électriques, la solution qui vient à l'esprit est de l'associer à un système complémentaire permettant de fournir l'appoint nécessaire donnant ainsi un système hybride.

8.1 Définition

La cogénération seule ne permet pas la couverture annuelle complète des besoins dans une approche optimale, car les besoins thermiques et électriques sont variables dans une journée et au cours d'une année.

Il est nécessaire d'ajouter un appoint et/ou un stockage (thermique et/ou électrique) qui composera avec l'unité de cogénération un système hybride (figure 8.1).

Qu'est-ce qu'un système hybride ? C'est la combinaison d'au moins deux technologies différentes permettant de mieux adapter la production d'énergie aux besoins.

L'appoint électrique peut être assuré par le solaire photovoltaïque, le micro ou mini-éolien ou des batteries permettant une sécurité même en cas d'arrêt complet de tous les composants du système hybride. Il est à noter que le secteur peut aussi être considéré comme partie du système hybride.

L'appoint thermique peut lui être assuré par du solaire thermique, une chaudière classique, de la géothermie...

Le système hybride peut être envisagé au niveau individuel, c'est-à-dire du lieu alimenté par l'unité de cogénération (maison, immeuble, bureaux...) ou être élargi à l'environnement géographique proche (système décentralisé local) pouvant fournir l'appoint nécessaire.

L'important étant d'offrir un ensemble cohérent énergétiquement et financièrement afin que l'utilisateur puisse bénéficier des avantages qui peuvent être la fiabilité, l'efficacité, les faibles émissions...

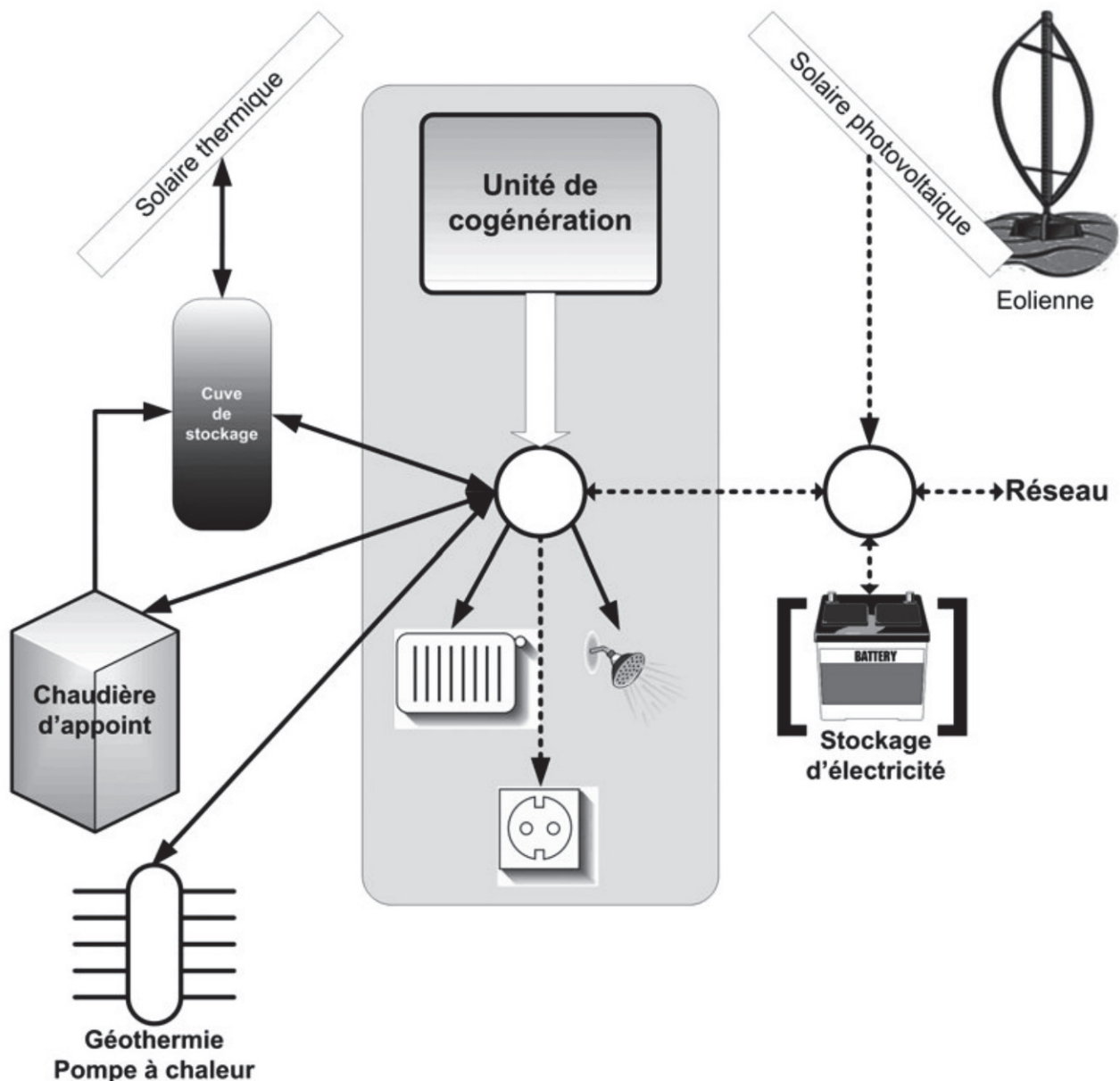


Figure 8.1 – Exemple d'options pour un système hybride.

8.2 Systèmes hybrides avec chaudière

Les schémas figures 8.2 et 8.3 montrent des variantes possibles d'une unité de micro-cogénération complétée par une chaudière. Ces exemples sont simplifiés et ne présentent que les parties pertinentes pour la micro-cogénération.

Dans le cas figure 8.2 aucun stockage de chaleur n'est prévu. L'unité de micro-cogénération est en fonctionnement lorsqu'il y a une demande de chaleur, si c'est le mode de pilotage choisi (température de consigne fixée par le thermostat pour le chauffage ou la température du ballon d'eau chaude sanitaire). L'eau provenant du circuit de chauffage ou d'eau chaude sanitaire est envoyée par la pompe dans l'unité de micro-cogénération.

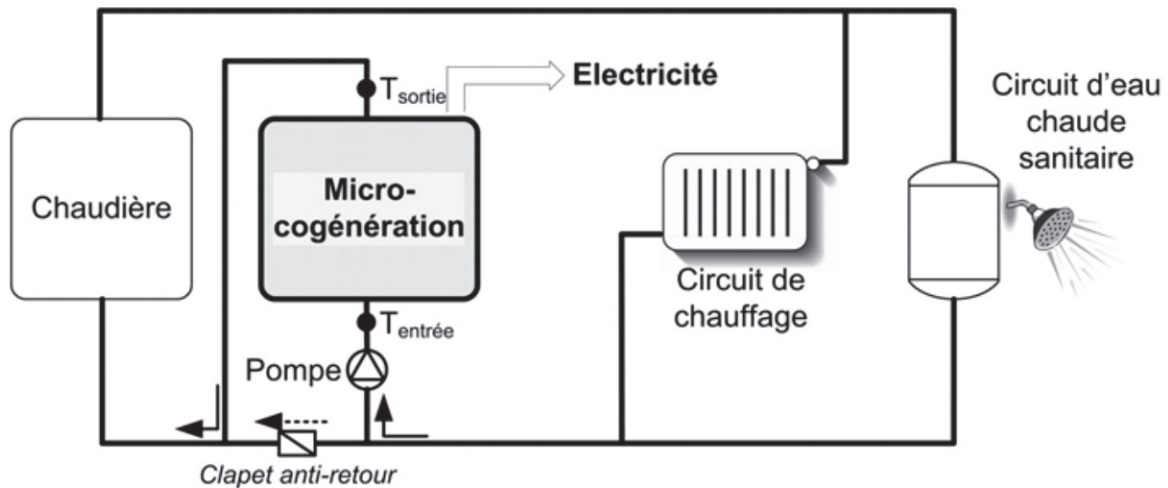


Figure 8.2 – Système hybride avec chaudière.

Si nécessaire (T_{sortie} inférieure à la température de consigne), la chaudière se met en marche pour fournir un complément de chaleur.

Avec cette configuration il y a cependant un risque de surchauffe momentanée lorsque la chaudière se met en route : cela peut même arrêter éventuellement l'unité de micro-cogénération ($T_{\text{entrée}}$ trop élevée). D'autre part, l'eau chaude issue de l'unité de micro-cogénération circule dans la chaudière, ce qui n'est pas l'idéal si l'on a une chaudière basse température.

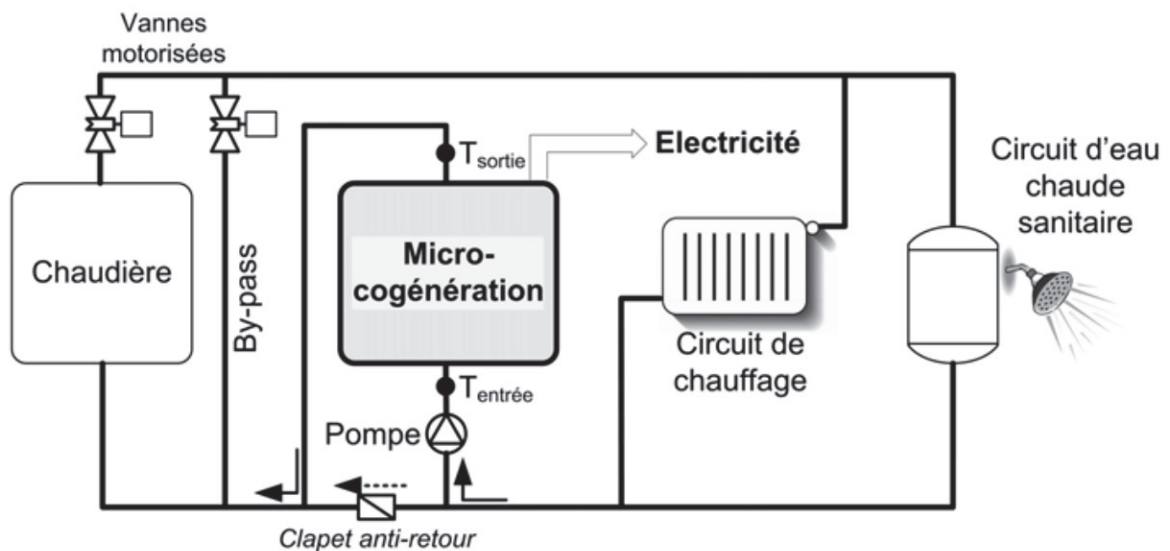


Figure 8.3 – Système hybride avec chaudière et by-pass.

La figure 8.3 correspond à une configuration proche de la précédente avec cependant une sécurité assurée par le circuit by-pass et l'utilisation de vannes motorisées. Dans cette variante, si l'unité de micro-cogénération arrive à assurer les besoins thermiques, l'eau ne circule pas dans la chaudière.

■ Adéquation entre l'unité de micro-cogénération et la puissance de la chaudière d'appoint

La puissance de la chaudière doit permettre d'apporter un appoint thermique lorsque la chaleur fournie par l'unité de micro-cogénération est insuffisante. Cette chaudière peut être éventuellement pilotée par l'unité de micro-cogénération afin d'optimiser la puissance thermique produite en fonction de la demande.

La puissance maximale de la chaudière ainsi que la possibilité de moduler finement cette puissance sont deux facteurs permettant, en association avec l'unité de micro-cogénération, une couverture optimale des besoins.

Si la chaudière est trop puissante, une surchauffe du circuit d'eau chaude peut se produire, surtout au démarrage. Une mauvaise adéquation des puissances de la chaudière et de l'unité de micro-cogénération peut entraîner des arrêts/démarrages trop fréquents de l'unité de micro-cogénération.

8.3 Systèmes hybrides avec stockage de chaleur

8.3.1 Exemple de variantes de systèmes

L'addition d'un stockage de chaleur (cuve tampon) offre plus de flexibilité pour l'unité de micro-cogénération.

L'exemple suivant (figure 8.4) illustre les potentialités d'un système hybride avec stockage de chaleur.

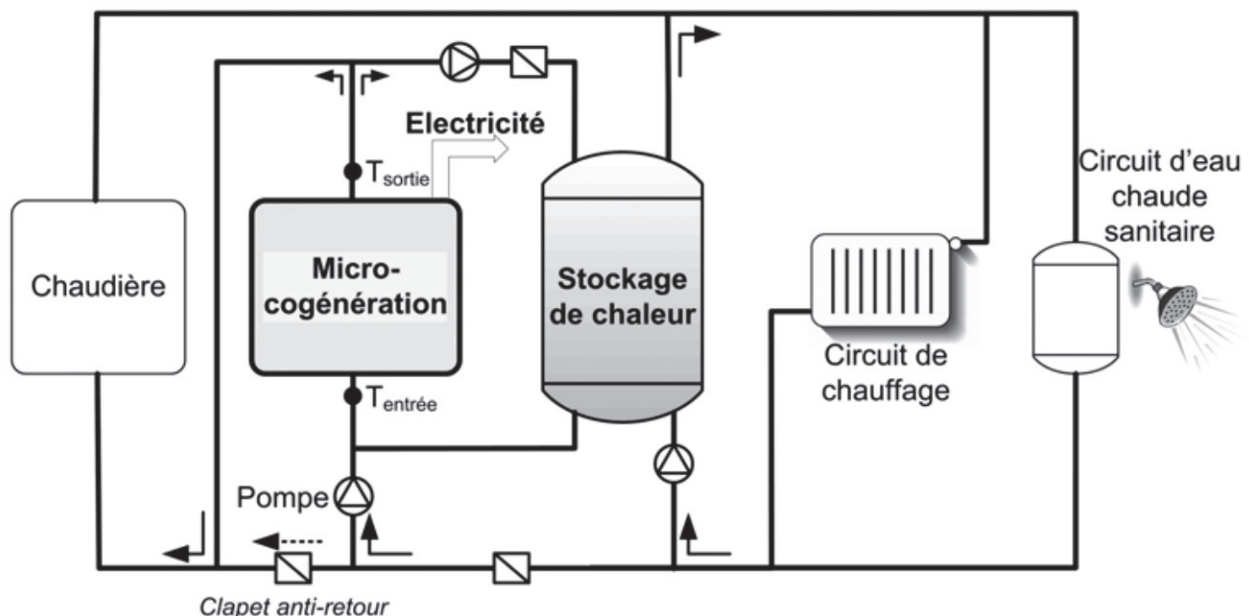


Figure 8.4 – Système hybride avec stockage de chaleur.

Dans le montage figure 8.4, si l'unité de micro-cogénération est pilotée par la demande électrique, elle se met en route (ou s'adapte à la demande électrique) lorsqu'il y a une demande d'électricité sans qu'il y ait nécessairement un besoin de

chaleur. L'excédent de chaleur non utilisé pour le chauffage ou l'eau chaude sanitaire est stocké dans la cuve tampon.

Lorsque le niveau maximal de stockage de la cuve tampon est atteint, la demande en chaleur est en priorité fournie par cette cuve tampon.

En cas de faibles besoins électriques (la nuit par exemple), la chaleur nécessaire provient d'abord de la cuve tampon avec, si nécessaire, un appoint issu de l'unité de micro-cogénération. Ceci suppose une unité de micro-cogénération de puissance modulable afin de s'adapter à la faible demande électrique.

Pour une utilisation énergétique rationnelle (tableau 8.1), il est donc préférable :

- De favoriser d'abord la chaleur stockée dans la cuve tampon.
- Puis le fonctionnement de l'unité de micro-cogénération.
- Finalement, si nécessaire, d'utiliser la chaudière.

Tableau 8.1 – Gestion thermique et électrique d'un système avec stockage de chaleur.

Besoins	Unité de micro-cogénération	Cuve tampon de stockage	Chaudière
Électricité sans chaleur	En fonctionnement	Stockage	---
Électricité et chaleur	En fonctionnement	Restitution si nécessaire	Appoint éventuel
Faible électricité sans chaleur	En fonctionnement à puissance réduite	StockageW	---
Faible électricité et chaleur	En fonctionnejmjent à puissance réduite	Restitution si nécessaire	Appoint éventuel

8.3.2 Adéquation entre l'unité de micro-cogénération et la capacité de stockage de chaleur?

Le dimensionnement de la cuve tampon est généralement basé sur la courbe des besoins thermique journaliers. Son volume est fonction des valeurs de cette courbe et de la puissance thermique de l'unité de micro-cogénération.

La figure 8.5, qui prend comme exemple une habitation individuelle ayant un besoin thermique de 40 kWh sur une journée, illustre deux options.

Une unité de micro-cogénération (référence A) de puissance thermique d'environ 1,7 kW couvre les besoins en 24 heures ($24 \times 1,7 \text{ kW} = 40,8 \text{ kWh}$). Selon l'allure de la courbe de besoins thermiques, l'unité de micro-cogénération fournira une quantité de chaleur qui sera supérieure aux besoins (zone ②) dont l'excédent pourra être stocké dans une cuve tampon, puis utilisé lorsque la puissance thermique de l'unité de micro-cogénération sera insuffisante par rapport aux besoins (zones ① et ③). Ces zones (①, ② et ③) permettront de calculer la capacité de stockage de chaleur nécessaire. Dans cet exemple, l'unité de micro-cogénération fonctionne pratiquement toute la journée.

Si l'on considère une unité de micro-cogénération de puissance thermique de 5 kW (référence B), la quantité de chaleur nécessaire pour couvrir les besoins sera

fournie en 8 heures ($8 \times 5 \text{ kW} = 40 \text{ kWh}$). L'excédent de chaleur par rapport aux besoins (zone ④ en première approximation) devra être stocké pour être restitué lorsque l'unité de micro-cogénération ne fonctionne pas, soit pendant 16 heures. Dans cet exemple, la capacité de stockage de chaleur devra être plus importante que pour l'unité de micro-cogénération A.

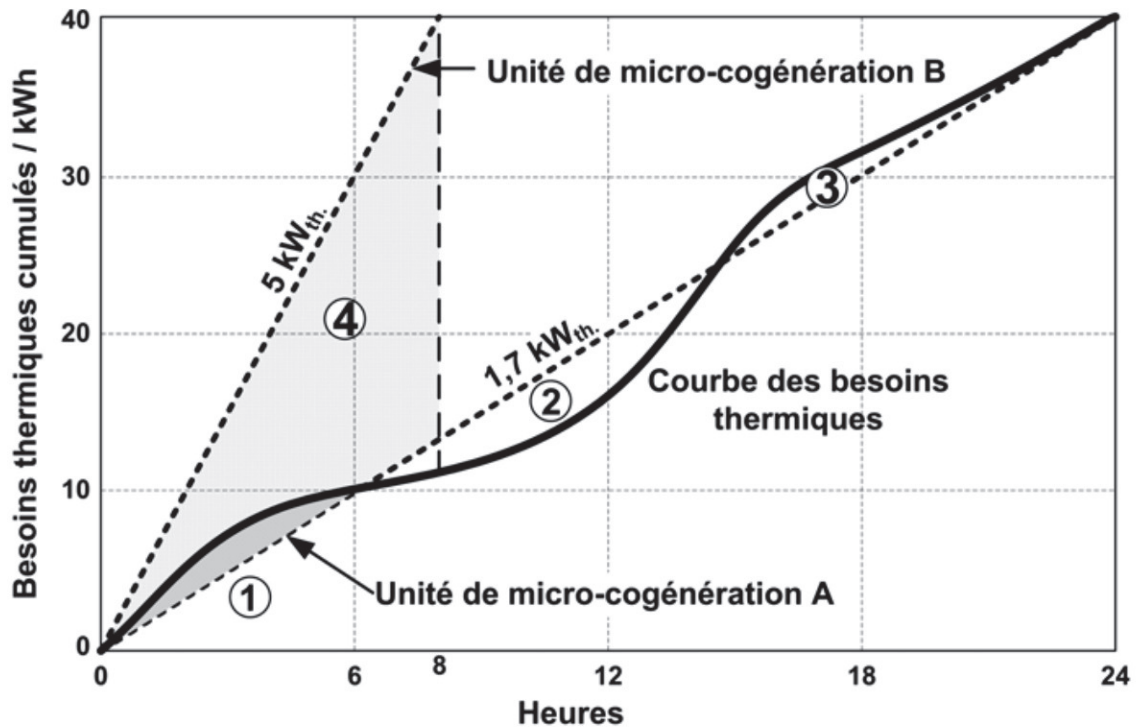


Figure 8.5 – Adéquation unité de micro-cogénération et stockage de chaleur.

Ces exemples simplifiés (il n'a pas été tenu compte du rendement de la cuve de stockage ou de la saison par exemple) sont donnés à titre indicatif, la détermination exacte de la capacité de stockage demandant une étude plus précise qui peut être faite par un logiciel spécifique.

9 • SIMULATION D'UNE UNITÉ DE MICRO-COGÉNÉRATION

B

UNITÉS DE MICRO-COGÉNÉRATION – CRITÈRES DE SÉLECTION ET LÉGISLATION

Cette partie ne couvre que l'aspect optimisation de l'équipement et des coûts, la simulation du fonctionnement proprement dite d'une unité de micro-cogénération sortant du cadre de cet ouvrage.

Pour simuler le fonctionnement d'une unité de micro-cogénération pour une application précise, l'utilisation d'un logiciel, en plus du gain de temps, donne la possibilité d'intégrer et de faire varier de nombreux paramètres, donc de mieux optimiser l'unité de micro-cogénération.

Les logiciels utilisables sont soit des logiciels de simulation avec un (ou plusieurs) module(s) dédié(s), soit des logiciels spécialement développés pour la cogénération (ou la micro-cogénération).

9.1 Logiciel généraliste de simulation

Dans le cadre de la première approche, l'IEA (International Energy Agency – Agence Internationale de l'Énergie) a lancé en 2004 des projets internationaux. Ceux-ci entraient dans les objectifs fixés par l'annexe 42 portant sur la simulation d'unités de micro-cogénération (« FC+COGEN-SIM : The Simulation of Building-Integrated Fuel Cell and Other Cogeneration Systems »). Les modèles développés sont intégrés dans des logiciels de simulation comme ESP-r, TRNSYS et EnergyPlus ou IDA-ICE.

De nombreux laboratoires, universités ou instituts de recherche ont aussi développé des modules spécifiques pour des logiciels comme Matlab/Simulink par exemple.

9.2 Logiciels spécifiques à la micro-cogénération

La seconde approche (logiciel spécifique à la micro-cogénération) peut être illustrée par les programmes easyCOGEN.xls (campagne COGENchallenge), COGENsim.xls ou COGENcalc.xls, BHKW-Plan (RFA) ou Cogen_RR « Ready Reckoner » (Australie). Ces programmes nécessitent tout d'abord une série de données techniques et financières sur le type d'unité de cogénération, le combustible et son prix, le prix de l'électricité...

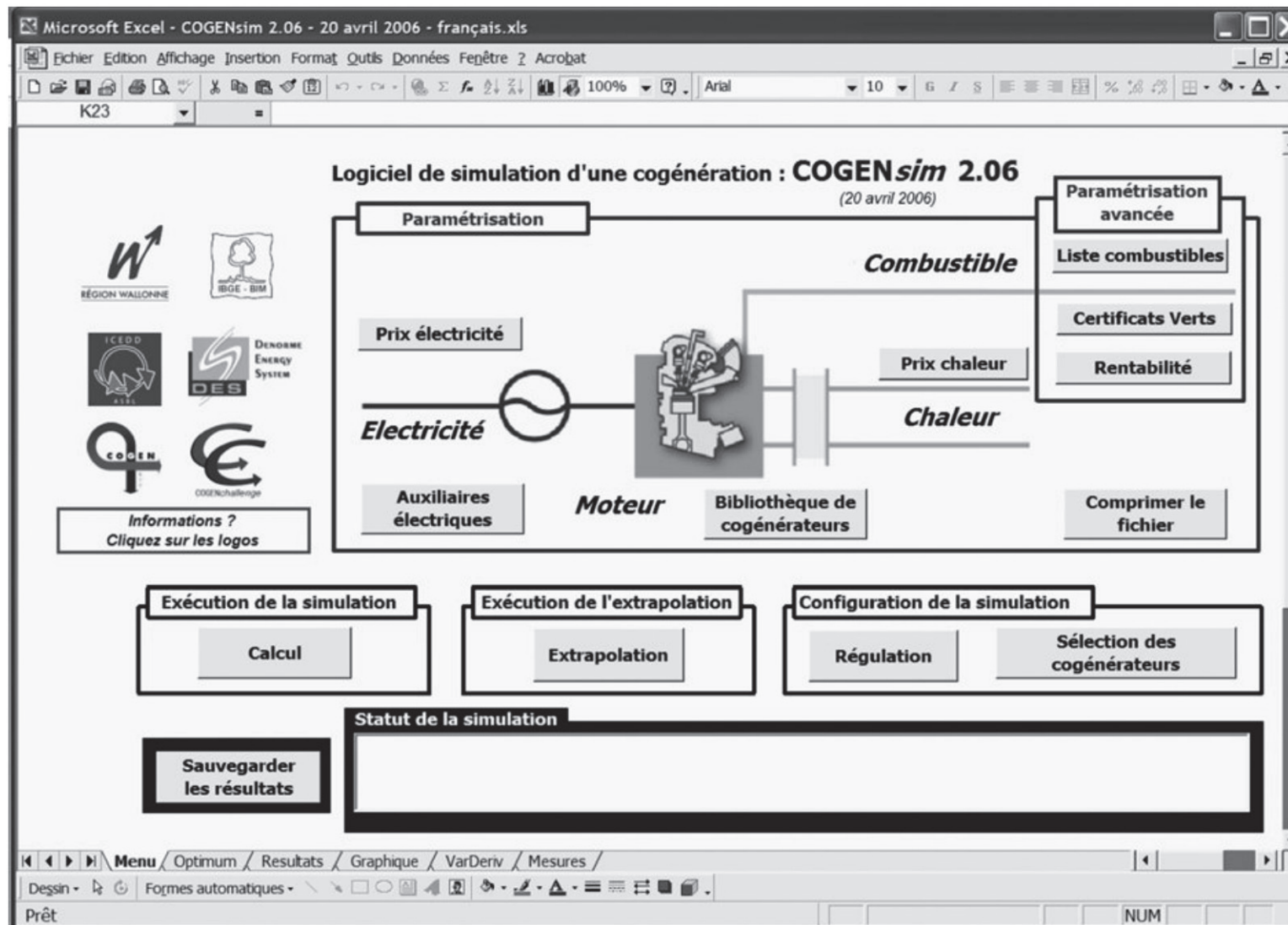
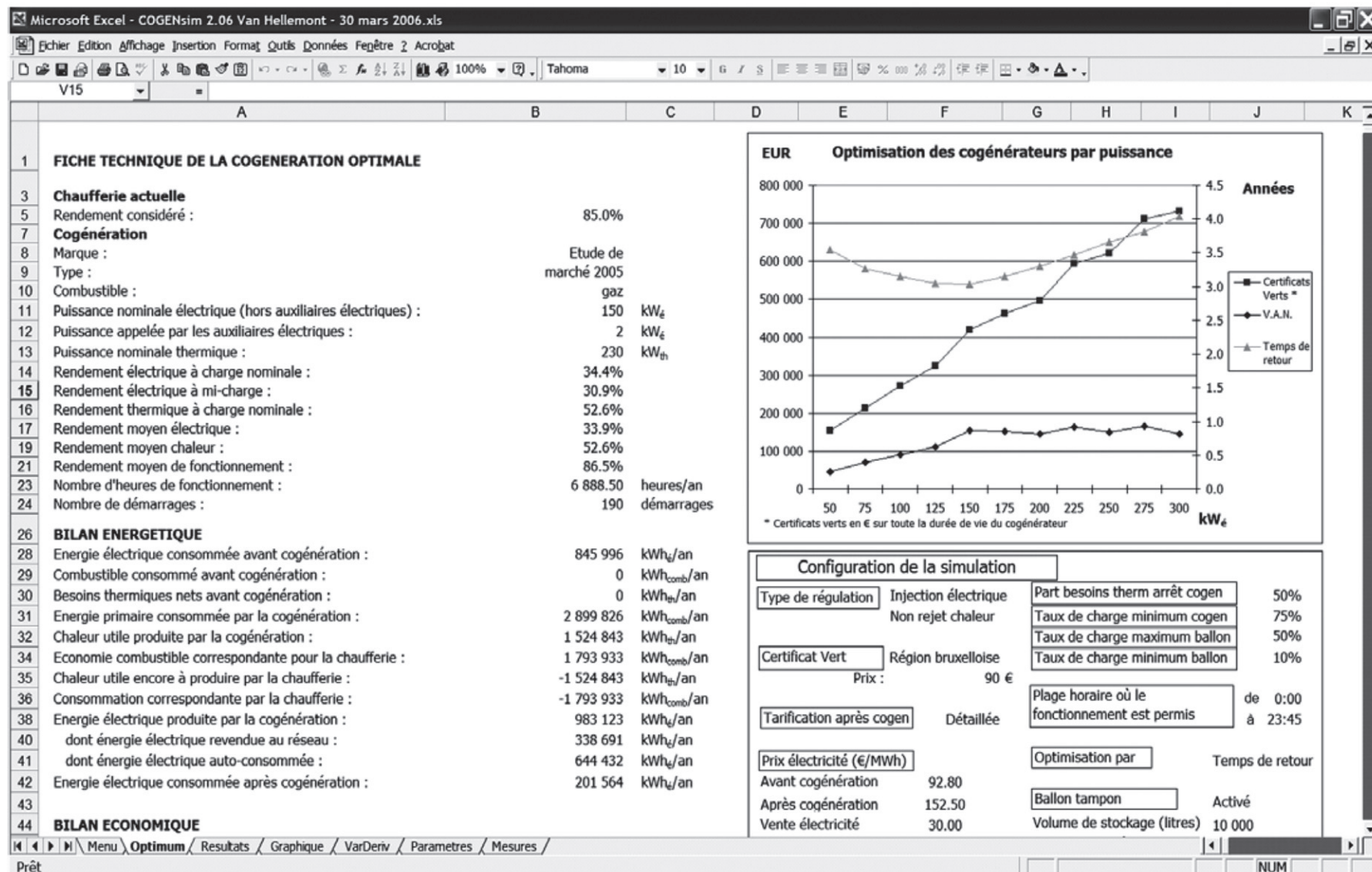


Figure 9.1 – Écran de démarrage du logiciel COGENsim (source : <http://energie.wallonie.be>).

Figure 9.2 – Feuille de résultats du logiciel COGENsim (source : <http://energie.wallonie.be>).

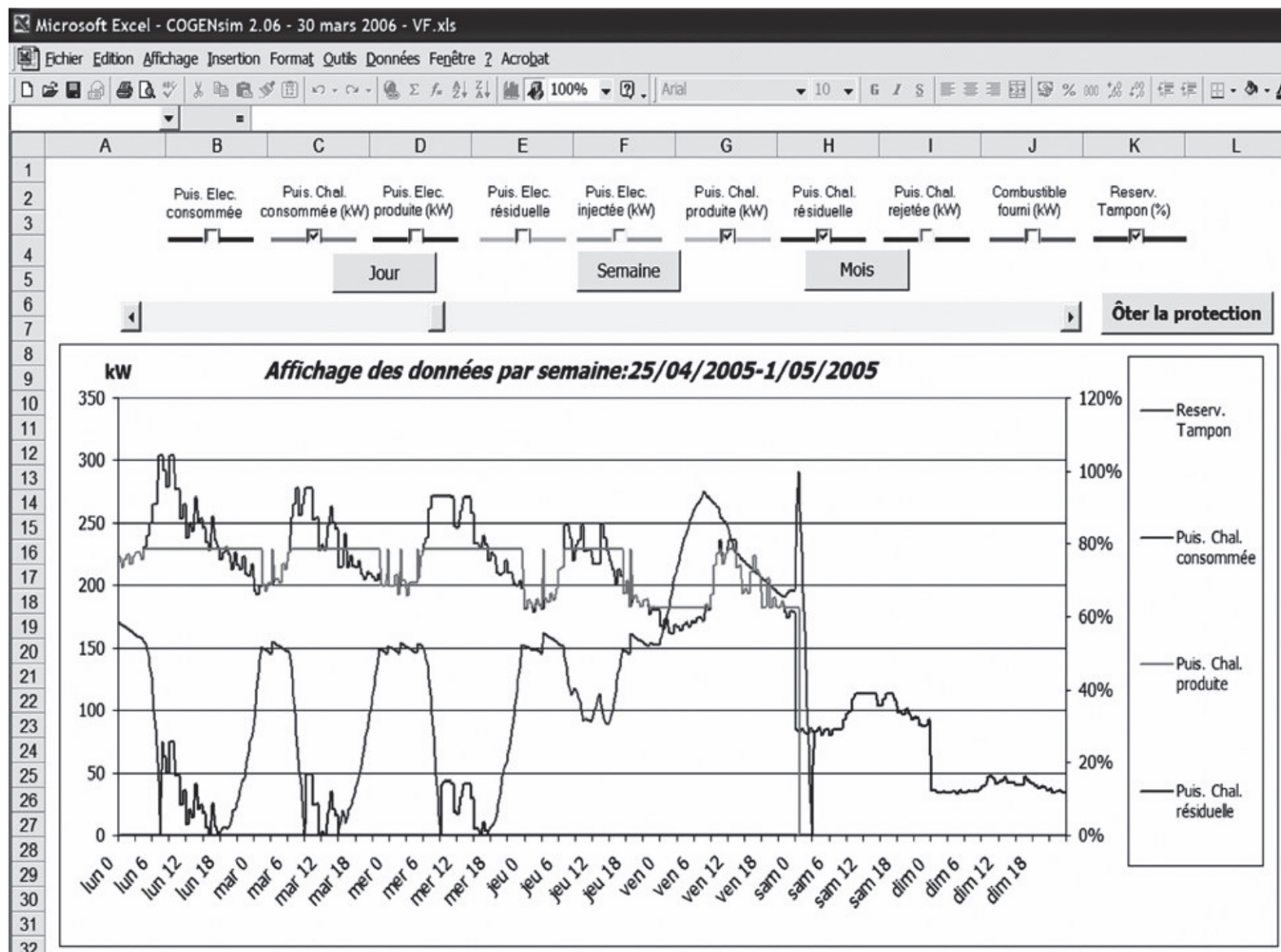


Figure 9.3 – Affichage graphique du fonctionnement de l'unité de cogénération (source : <http://energie.wallonie.be>).

Les programmes COGENsim.xls (figure 9.1) et COGENcalc.xls ont été développés en Belgique pour le compte de la Région wallonne (les intervenants ont été Denorme Energy System, ICEDD et Cogensud), puis ont été adaptés au contexte de la Région bruxelloise. Ils représentent deux niveaux d'approche : une première estimation globale (COGENcalc.xls) ou une analyse fine et détaillée de l'unité de cogénération dans l'application choisie (COGENsim.xls). Ils sont disponibles gratuitement sur le site <http://energie.wallonie.be>.

COGENsim a été adapté au marché français par l'ICEDD pour l'organisme Rhônalénergie-Environnement (Agence régionale de l'énergie et de l'environnement en Rhône-Alpes) dans le cadre du projet européen COGENchallenge.

Une fois les calculs de simulation accomplis, une feuille résume les principales caractéristiques (figure 9.2).

Une option d'affichage graphique montre le fonctionnement de l'unité de cogénération avec un pas de 15 minutes sur une année (figure 9.3). Il est possible de n'afficher que certaines données.

Différents modes (standard ou expert) permettent une analyse plus ou moins fine. Une bibliothèque d'unités de cogénération est également utilisable.

Les résultats fournis par ces logiciels ne sont pas nécessairement les seuls critères à utiliser pour une décision. Ils sont aussi à pondérer par d'éventuelles analyses additionnelles ainsi que des avis d'experts (constructeurs, installateurs...).

10.1 Critères pour l'unité de micro-cogénération

L'équipement de micro-cogénération doit répondre à un certain nombre de critères qui sont fixés par des textes législatifs au niveau européen et/ou au niveau national. Le respect de ces critères qui est du ressort du constructeur concerne la partie électrique, électronique, la production de chaleur par un brûleur, l'alimentation en combustible, l'eau chaude sanitaire... Il s'agit de normes portant sur la sécurité, la fiabilité, la pollution...

La validation finale, une fois toutes les exigences atteintes, est le marquage CE pour l'unité de micro-cogénération.

Cependant, dans le cadre réglementaire français, certaines normes sont plus exigeantes que les normes européennes (celles portant sur le gaz par exemple).

10.2 Démarches par l'utilisateur

Pour les petites installations photovoltaïques ($< 3 \text{ kW}_{\text{él.}}$), les cadres fiscaux et administratifs sont clairs :

- Crédits d'impôts, TVA à taux réduit.
- Prix de vente de l'électricité incitatif.
- Démarches préalables simplifiées.

La micro-cogénération, par contre, est considérée comme toutes les autres unités de cogénération, quelle que soit la puissance.

La loi n°2000-108 du 10 février 2000 (article 10) prévoit que diverses installations, dont la cogénération, puissent bénéficier de l'obligation d'achat de l'électricité produite.

Comme tout équipement produisant de l'électricité pouvant être vendue, une unité de micro-cogénération doit être déclarée à différents organismes afin de satisfaire à la législation en vigueur. Les démarches auprès des différents organismes peuvent être menées en parallèle.

10.2.1 Demande d'autorisation ou déclaration d'exploitation

Cette autorisation d'exploitation (une déclaration si la puissance électrique produite est inférieure à 4,5 MW) dépend de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat

(DGEC) du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire. Elle permet d'exploiter une installation de production d'électricité et est accessible sur internet : c'est le site AMPERE (Automatisation des déclarations de Mise en Production et en Exploitation de Ressources Électriques).

10.2.2 Demande de certificat d'obligation d'achat

Ce certificat, délivré par la DRIRE (Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement) après dépôt d'un dossier sur l'équipement et l'application envisagés, est nécessaire pour l'achat d'électricité par un des producteurs ou distributeurs d'électricité (national ou local).

10.2.3 Demande de raccordement au réseau électrique

Pour des unités de puissance inférieure à 36 kVA, le raccordement au réseau électrique est réalisé par le gestionnaire du réseau ERDF (Électricité Réseau Distribution France).

La demande faite par le fournisseur d'électricité ou le fournisseur de l'installation, puis l'acceptation par ERDF (contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation ou CRAE) sont suivies de l'installation du (ou des) compteur(s).

Si toute l'électricité produite est vendue, ERDF installe deux compteurs : le premier qui comptabilise l'électricité injectée dans le réseau et le second afin de vérifier que toute l'électricité produite est vendue. Si l'excédent est vendu, un seul compteur est installé. Le compteur existant de consommation normale reste en place. Le coût de l'installation varie en fonction de la puissance, de la longueur de la ligne, de l'installation intérieure... Il est aussi à noter que chaque compteur installé fait l'objet d'un abonnement.

10.2.4 Vente de l'électricité produite

Toute société nationale ou privée produisant ou distribuant de l'électricité peut acheter l'électricité produite.

Si c'est EDF qui achète l'électricité, la première démarche est la demande de contrat d'achat (le contrat de raccordement d'ERDF est alors exigé). Un numéro de dossier permet à ERDF d'installer et de mettre en service la ligne. Un contrat d'achat entre EDF et le fournisseur d'électricité est établi. À ce jour, les installations de production ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat. Les tarifs d'achat de l'électricité issue de la cogénération sont fixés par le Ministère de l'Économie et des Finances. En 2009, ils sont compris entre 0,061 à 0,0915 €/kWh en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance. Une mesure gouvernementale permet de répercuter partiellement les évolutions du prix du gaz naturel dans le prix d'achat de l'électricité.

Le prix du gaz naturel est fixé soit par l'offre et la demande, soit il est indexé sur le prix du pétrole avec un décalage de six mois pour les contrats à long terme.

Le schéma figure 10.1 résume de façon simplifiée les différentes démarches.

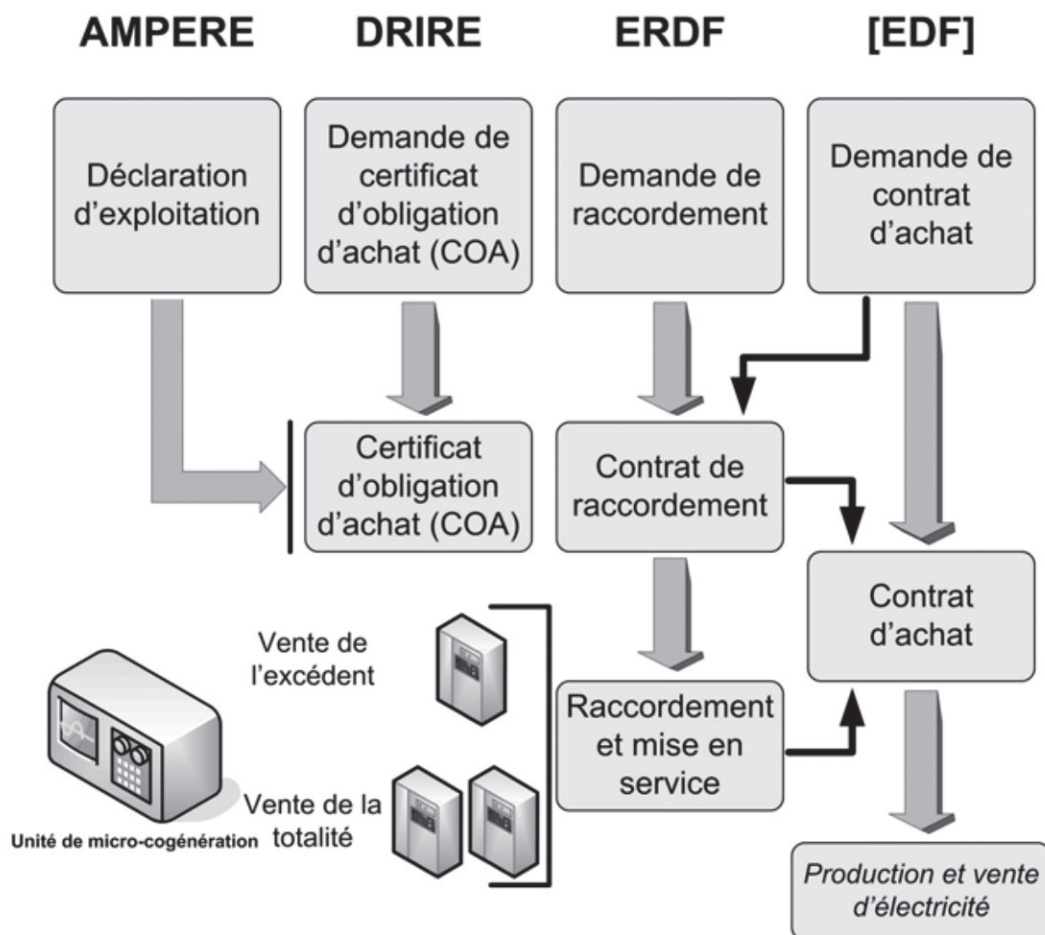


Figure 10.1 – Résumé de démarches pour une vente à EDF de l'électricité produite par une unité de micro-cogénération.

L'aide d'un bureau d'études ou de conseil spécialisé pourra être requise, en fonction de la complexité du dossier.

10.3 La micro-cogénération au niveau législatif européen et français

Plusieurs directives européennes se réfèrent à la cogénération. La directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004 (« Promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie ») mentionne aussi la micro-cogénération ($< 50 \text{ kW}_{\text{el}}$). L'objectif est d'arriver à 18 % d'électricité produite par cogénération en 2010 (9 % en 1994).

Différents comités au sein de la Direction Générale pour l'Énergie et les Transports (DG TREN) définissent la politique concernant la micro-cogénération afin d'harmoniser les différentes procédures (garantie d'origine de l'électricité, efficacité minimale, accès au réseau électrique...).

Ces directives doivent être transposées en droit national et aboutir à une harmonisation au niveau européen, car il n'y a cependant pas de norme européenne concernant spécifiquement la micro-cogénération, ce qui retarde la commercialisation d'unités existantes où à venir dans tous les pays européens.

En France, il n'y a pas de textes spécifiques à la micro-cogénération.

Si l'Agenda 21 mentionne la cogénération comme approche pour une utilisation rationnelle de l'énergie au niveau local, il reste formulé uniquement sous forme de solution possible.

C

Exemples, perspectives et aspects annexes

11 • CAMPAGNES D'ESSAIS EN FRANCE ET EXEMPLES D'UNITÉS DE COGÉNÉRATION EN SERVICE

C

EXEMPLES, PERSPECTIVES ET ASPECTS ANNEXES

11.1 Campagnes d'essais

Avant toute mise sur le marché, les unités de micro-cogénération subissent différents tests dont ceux sur le terrain (« field test »). Ces essais sont en général menés sur plusieurs années, pour différentes applications (maisons individuelles, habitat collectif, hôtels, écoles...) et peuvent mettre en jeu plusieurs dizaines ou même plusieurs centaines d'unités.

Certains gouvernements favorisent aussi ces campagnes d'évaluation afin de lancer le marché de la micro-cogénération. Le Japon expérimente depuis plusieurs années différents types de piles à combustible. À fin 2008, plus de 3 000 piles avaient été testées. Le programme ENE-FARM prévoit entre 2009 et 2013 un budget de plus de 6 milliards de Yens (environ 50 millions d'Euros). L'Allemagne a lancé en 2008 le projet Callux qui prévoit l'installation de plus de 800 piles à combustible d'ici 2012 pour un coût de 86 millions d'Euros.

Il est à noter que ces campagnes importantes portent surtout sur les piles à combustible. Les autres technologies, comme le moteur Stirling par exemple, ne bénéficient pas d'un tel soutien direct.

Chaque constructeur d'unités de micro-cogénération et chaque fournisseur de gaz ou d'électricité a conduit de telles campagnes ces dernières années.

En France, EDF et GDF (devenu GDF-SUEZ), entre autres, ont été et sont actifs dans ce domaine en menant un certain nombre de campagnes pour connaître les différentes technologies.

Dès 2002, GDF a évalué pendant deux ans cinq piles à combustible basse température de 4 kW_{él.} pour des applications tertiaires (bureaux ou laboratoires).

EDF a, entre 2004 et 2006, installé des piles à combustible pour habitat collectif sur quatre sites.

Les campagnes récentes portent aussi sur les unités de micro-cogénération de 1 kW_{él.} qui semblent les plus appropriées pour des habitations individuelles.

Cependant, aucune information précise sur ces campagnes récentes ou d'éventuels programmes n'a pu être obtenue de GDF-SUEZ ou d'EDF.

Ces campagnes d'essais limitées et le faible taux d'installation d'unités de micro-cogénération montrent le très lent développement et les hésitations dans l'introduction de la micro-cogénération en France.

De nombreux instituts ou laboratoires sont aussi impliqués dans la micro-cogénération.

À l'INSA de Strasbourg (Département Génie climatique et énergétique), la plateforme Climatherm (Climatique et machines thermiques) a lancé fin 2009 une thèse où deux unités de micro-cogénération De Dietrich Remeha (moteur Stirling) seront testées. La durée de ce programme d'évaluation est de deux ans.

L'IUT de Marseille (Département Génie thermique et énergie) lancera en 2010, dans le cadre de la plateforme PFT (PFT « énergies propres »), une évaluation d'une unité de micro-cogénération.

Cette liste n'est pas exhaustive, mais montre que, malgré tout, les unités de micro-cogénération disponibles ou en développement commencent à trouver leur chemin vers les laboratoires d'expérimentation.

Il est à noter qu'en Allemagne, les universités ou instituts de recherche sont beaucoup plus impliqués dans le développement ou l'évaluation en banc d'essais des unités de micro-cogénération commerciales, souvent en collaboration avec les constructeurs ou fournisseurs de gaz ou d'électricité.

11.2 Exemples d'applications

11.2.1 Unités de micro-cogénération de faible puissance

Pour les unités de micro-cogénération de faible puissance ($\leq 1 \text{ kW}_{\text{él.}}$), seul le Japon bénéficie actuellement d'une expérience non seulement sur la durée (le premier système Ecowill a été installé en 2003), mais aussi sur la quantité (plus de 81 000 unités en service fin 2008). Ces unités sont souvent installées à l'extérieur vu la surface restreinte des maisons japonaises.

Pour l'Europe, elles sont plutôt prévues pour être intégrée dans la cuisine (figures 11.1 et 11.2). Elles doivent donc répondre, en plus des performances électriques et thermiques et du rendement global, à des critères plus subjectifs comme l'esthétique, les dimensions ou le niveau de bruit qui est le plus critique pour des unités devant fonctionner plusieurs heures par jour ou même la nuit.

Ces illustrations montrent que ces unités de micro-cogénération, qui sont amenées à se développer, ne se différencient pas des équipements électroménagers classiques comme une chaudière murale (Ecogen) ou un lave-vaisselle (WhisperGen). Ces deux modèles sont décrits en section 4.3.



Figure 11.1 – Unité de micro-cogénération murale Ecogen
(source : Baxi Ecogen)



Figure 11.2 – Unité de micro-cogénération WhisperGen encastrée
(source : Whisper Tech)

11.2.2 Hôtel

L'hôtel Pip-Margraff situé à Saint Vith en Belgique utilise une unité de micro-cogénération Senertec Dachs HKA de 5,3 kW_{el} depuis 1998. Cet hôtel de 23 chambres (figure 11.3) comporte aussi un espace détente nécessitant une importante quantité d'eau chaude (3 500 litres par jour en moyenne).

L'unité Dachs utilise du fioul et fonctionne pratiquement en continu, soit 8 000 heures par an. L'électricité est utilisée à 95 % environ (les besoins sont d'environ 16 000 kWh par mois).



Figure 11.3 – Hôtel Pip-Margraff en Belgique et l'unité de micro-cogénération Senertec Dachs (source : Hôtel Pip-Margraff et Senertec).

11.2.3 Habitat collectif

À Göppingen en RFA, quatre immeubles totalisant 25 logements (figure 11.4) sont alimentés par une unité de micro-cogénération EC Power de 13 kW_{el} fonctionnant au gaz naturel. L'installation supervisée par la société Rationelle Energie Süd GmbH (RES) a eu lieu en septembre 2007 avec une durée de fonctionnement de 4 500 heures par an. En 2008, les besoins thermiques ont été couverts à 85 % et ceux électriques à 28 %. L'électricité produite est utilisée en priorité par certains habitants, le surplus est vendu.

L'unité de micro-cogénération EC Power (figure 11.5) est équipée d'un récupérateur de chaleur des gaz d'échappement, ce qui permet d'augmenter l'énergie thermique produite de 2,5 kW et d'atteindre un rendement global de 96 %. Elle fonctionne toujours à régime maximal, la capacité de modulation n'étant pas utilisée. Une chaudière d'appoint de 60 kW fonctionnant aussi au gaz naturel est utilisée pour compléter les apports thermiques lorsque cela est nécessaire. L'unité de micro-cogénération est surveillée à distance depuis la centrale de RES.



Figure 11.4 – Habitat collectif alimenté par une unité de micro-cogénération EC Power
(source : Rationelle Energie Süd GmbH - RES).

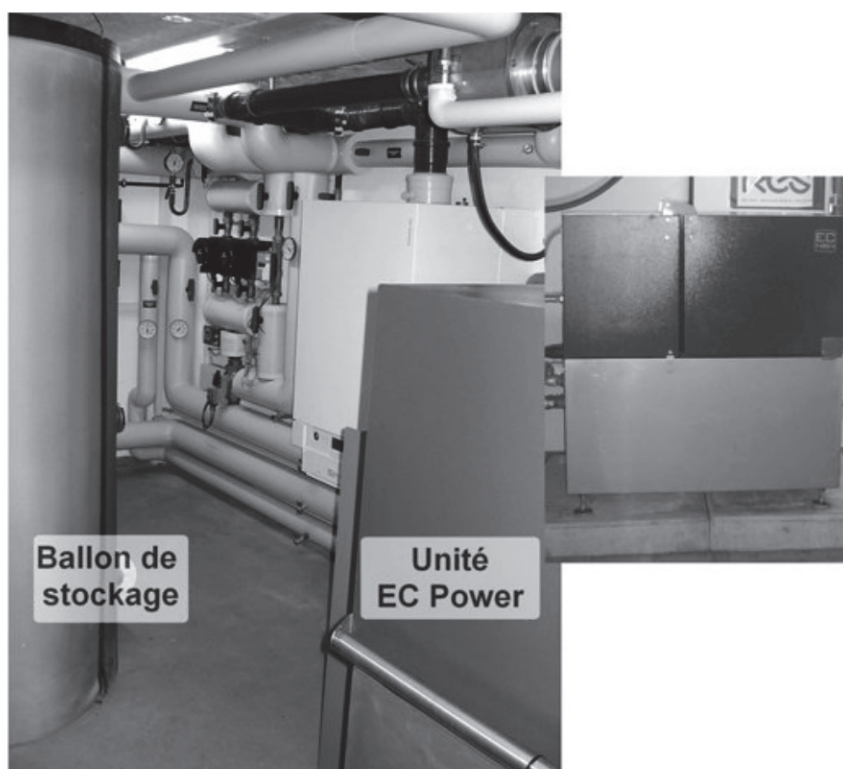


Figure 11.5 – Unité de micro-cogénération EC Power
(source : Rationelle Energie Süd GmbH - RES).

Parallèlement à l'installation de l'unité de micro-cogénération, les immeubles ont été isolés et atteignent un niveau de consommation annuelle en énergies primaires de 60 kWh/m².

La fiabilité de l'unité de micro-cogénération n'a pas connu de faille. L'investissement initial global de 70 000 € (unité de micro-cogénération, chaudière, installation...) sera amorti en huit ans en se basant sur un fonctionnement de 4 500 heures par an. Malgré certaines contraintes, comme l'impossibilité d'installer une cuve de stockage de chaleur plus importante, l'optimisation du mode de fonctionnement permet une rentabilité même avec « seulement » 4 000 heures de fonctionnement par an. Cette réalisation a été primée en 2008 par la revue allemande « Énergie & Management » comme l'unité de micro-cogénération de l'année.

Une autre application dans le domaine de l'habitat collectif, qui relève plus de la mini-cogénération (puissance > 10 kW_{él.}), est décrite en détail chapitre 13.1.

11.2.4 Écoles

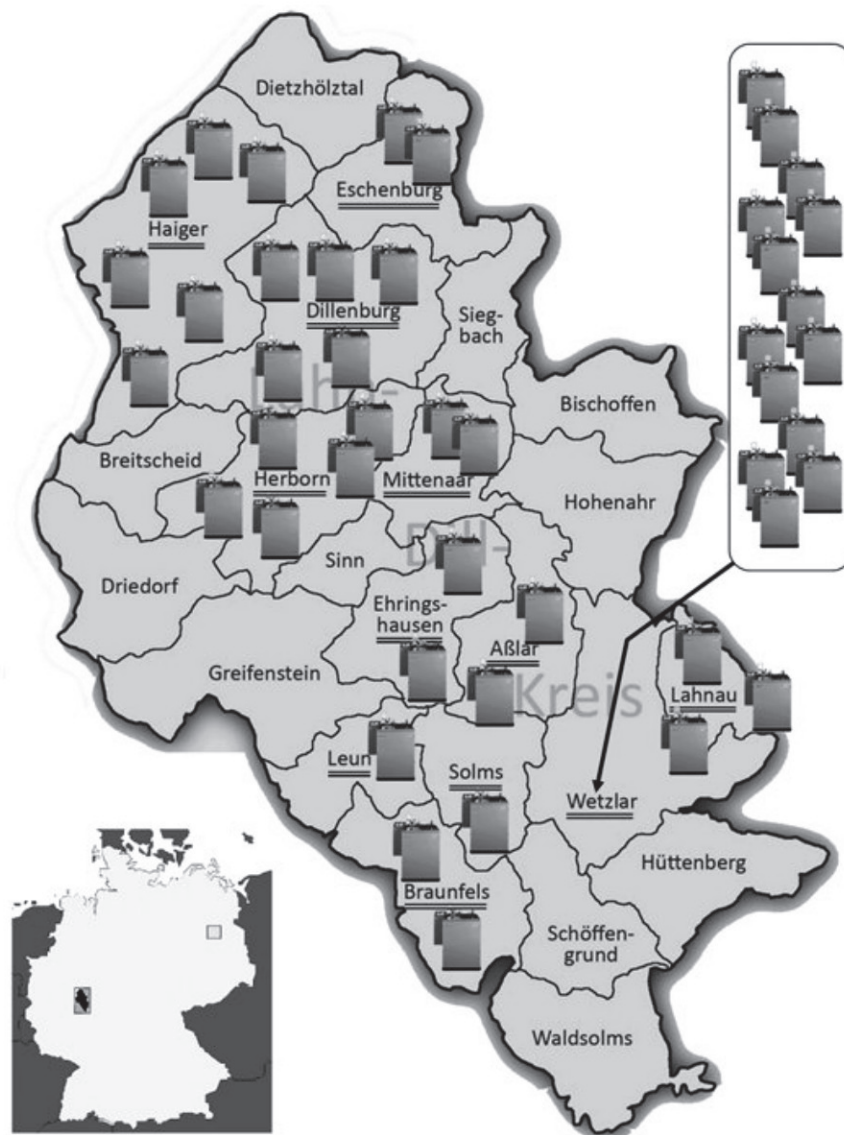


Figure 11.6 – Installations d'unités de micro-cogénération dans les écoles du district de Lahn-Dill (d'après Lahn-Dill-Kreis)

Le district (Kreis) de Lahn-Dill en Allemagne (plus de 250 000 habitants) a commencé à investiguer la micro-cogénération dès mars 1999, dans le cadre d'un concept énergétique, en installant deux unités pilotes (Senertec Dachs de 5,5 kW_{él.} et deux ballons de stockage de 900 litres) dans une première école et une halle de sport associée. Les besoins thermiques annuels étaient de 100 000 kWh, ce qui justifiait l'utilisation de deux unités qui ont fonctionné en continu toute l'année, hors périodes de vacances.

Cette expérience s'étant avérée positive, l'installation d'unités de micro-cogénération Senertec Dachs s'est poursuivie avec trente unités installées entre 1999 et 2001, puis trois écoles ont été équipées entre 2004 et 2006. À mi-2009 il y avait 45 installations en service dans trente écoles (figure 11.6), la communauté urbaine comptant 99 écoles. Les premières unités de micro-cogénération installées en 1999 ont accumulé près de 70 000 heures de fonctionnement en 2009.

Chaque école comporte entre une et trois unités de micro-cogénération (figure 11.7) associée(s) à un ou plusieurs ballons.

Les besoins électriques sont non seulement couverts à 100% mais l'importante demande en chaleur permet même de produire un surplus d'électricité qui est vendue (tableau 11.1).

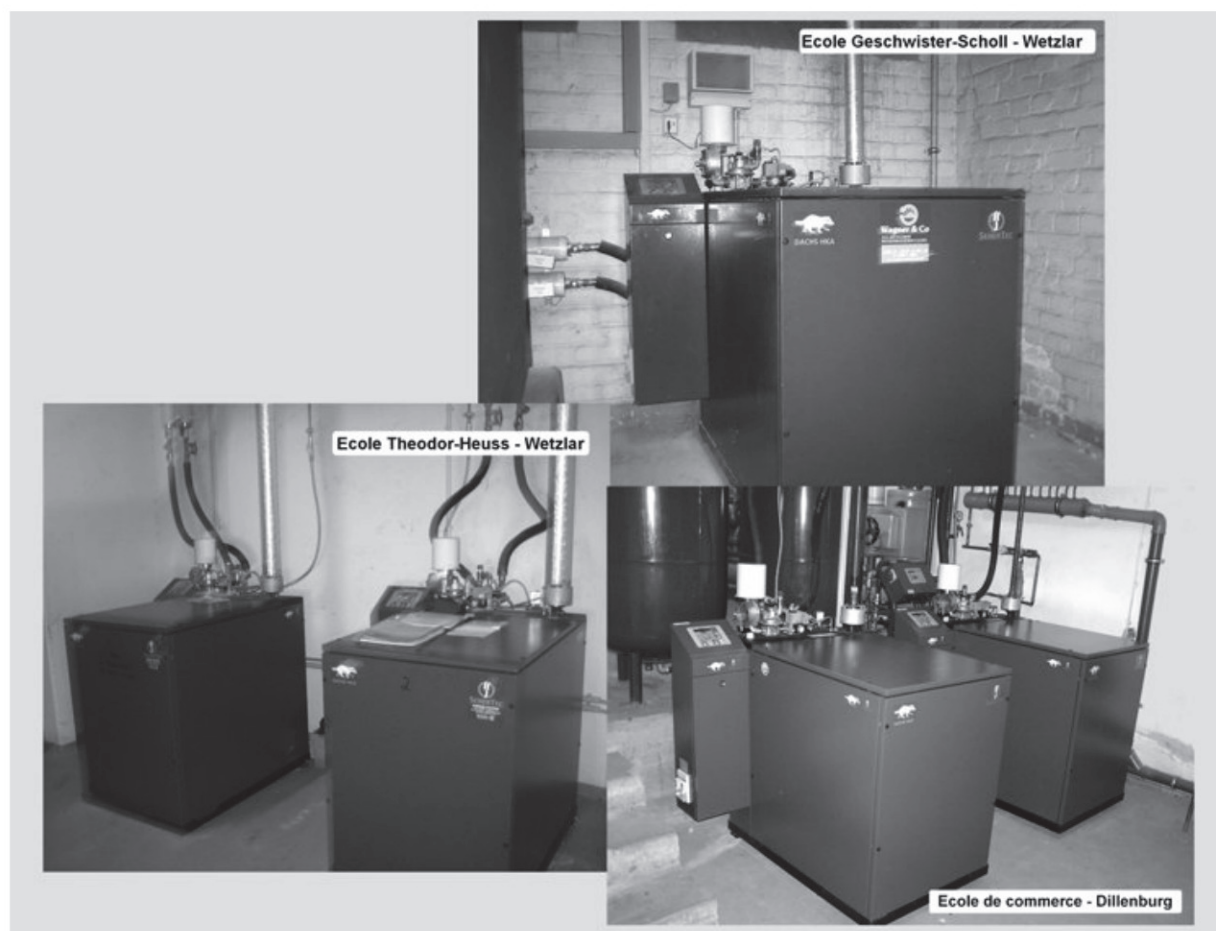


Figure 11.7 – Exemples d'installations d'unité de micro-cogénération Dachs dans différentes écoles (source : Lahn-Dill-Kreis)

Tableau 11.1 – Production électrique et thermique en 2006, 2007 et 2008
(d'après données Lahn-Dill-Kreis)

Année	Production électrique (kWh/an)	Production thermique (kWh/an)	Électricité vendue (kWh/an)
2006	1 421 744	3 104 704	N.D.
2007	1 569 668	3 372 586	189 931
2008	1 438 850	3 005 516	200 753

En 2008, la durée totale de fonctionnement des 45 unités a été de 252 000 heures, ce qui correspond à une moyenne de 5 600 heures (variant entre 2 100 et 8 360 heures par unité). Le rendement global était de 86,5 % avec un gain en CO₂ par rapport à un système conventionnel d'environ 1 000-1 100 tonnes.

Cet exemple unique d'une telle densité d'unités de micro-cogénération montre que des économies importantes sont possibles tout en ayant une efficacité énergétique maximale (rendement global de près de 90 %).

11.2.5 Bureaux

La compagnie Gaz Électricité de Grenoble (GEG) a installé dès 2003 une unité de micro-cogénération Senertec Dachs HKA de 5,5 kW_{él.} dans une agence commerciale (figure 11.8) à Grenoble. Cette unité fonctionne toujours (à fin 2009). Elle est installée dans la salle d'accueil du public.



Figure 11.8 – Agence commerciale GEG Vaucanson à Grenoble
(source : Gaz Électricité de Grenoble)

Cette unité (figure 11.9) couvre environ 75 % des besoins thermiques (chauffage et eau chaude) et l'équivalent de 50 % des besoins électriques annuels du local. La chaleur produite est stockée dans le plancher chauffant et une cuve de 1000 litres. L'électricité produite est injectée dans le réseau.

L'installation de cette unité dans un local situé au centre ville et accessible au public montre la flexibilité de la micro-cogénération.



Figure 11.9 – Unité de micro-cogénération dans l'agence commerciale GEG Vaucanson à Grenoble (source : Gaz Électricité de Grenoble)

12 • PERSPECTIVES – LE MARCHÉ DE LA MICRO-COGÉNÉRATION

12.1 Le marché actuel

12.1.1 Marché mondial

En 2005, on estime qu'environ 16 000 unités de micro-cogénération ont été vendues. Plus de 10 000 l'ont été au Japon et 3 200 en Allemagne. Les deux modèles Baxi Senertec Dachs et Honda Ecowill (plus de 10 000 exemplaires) ont représenté environ 90 % du total. En seconde position, on trouve au Japon le modèle Yanmar Genelight et en Allemagne le modèle Vaillant ecopower.

12.1.2 Marché européen

En 2005, d'après une étude de Frost & Sullivan pour l'Europe, l'Allemagne avec plus de 83 % des unités de micro-cogénération installées se taillait la part du lion, suivie de l'Angleterre (surtout l'unité WhisperGen®) et de l'Autriche avec chacun 5 % environ, les 6 % restant se partageant principalement entre la Belgique, la Hollande et la Suisse.

Ceci explique aussi la domination des constructeurs allemands dans les équipements de micro-cogénération.

Pourquoi de telles différences entre pays ? Les mots clef sont : incitations d'une part et situation du marché de l'électricité d'autre part.

12.1.3 La micro-cogénération en Allemagne

Si l'on considère l'Allemagne, les aides et subventions sont nombreuses et ciblées vers l'utilisation de sources d'énergies renouvelables (tableau 12.1). Elles concernent les unités de micro-cogénération de moins de 50 kW_{él}.

Ce tableau (voir page suivante) montre l'intérêt porté aux sources d'énergies renouvelables (granulés) et aux nouvelles technologies (moteur Stirling) : le prix d'achat du kW électrique est multiplié par 2,6.

À ces primes s'ajoute une subvention lors de l'achat de l'unité de micro-cogénération. Cette subvention s'appuie sur la puissance électrique maximale qui est de 1 550 € par kW jusqu'à 4 kW. Elle est aussi fonction des émissions, soit 100 € par kW_{él}, si les valeurs sont moitié de celles fixées par la norme (TA Luft). Le dernier facteur est la durée annuelle d'utilisation : la valeur minimale pour bénéficier de

Tableau 12.1 – Exemple de prix d'achat de l'électricité produite par une unité de micro-cogénération (primes 2009).

Primes	Cogénération classique	Cogénération avec utilisation de sources d'énergies renouvelables
Prix d'achat de base	0,0324 €/kWh	0,1167 €/kWh
Prime à l'électricité consommée	0,005 €/kWh	0,03 €/kWh
Prime pour nouveaux équipements	0,0511 €/kWh	
Prime technologique		0,02 €/kWh
Prime pour utilisation de granulés d'origine renouvelable		0,06 €/kWh
TOTAL	0,0885 €/kWh	0,2267 €/kWh

100 % des subventions est de 5 000 heures. Pour une unité de micro-cogénération de 1 kW_{él.} répondant aux normes et fonctionnant 5 000 heures par an, la subvention sera de 1 650 €. Si la durée de fonctionnement est de 6 000 heures, la prime sera de 2 310 € (en 2009).

Il peut aussi s'ajouter une exonération de la taxe sur les produits pétroliers.

12.1.4 La micro-cogénération en Belgique

La Région wallonne est aussi très active pour le soutien de la micro-cogénération (organismes COGENSUD asbl et ICEDD asbl) par l'octroi de subventions allant jusqu'à 15 000 € en 2009, de déductions fiscales maximales de 2 650 € en 2009 et de « certificats verts » fonction des émissions de CO₂. Pour la vente d'électricité, les modalités de connexion au réseau sont simplifiées.

Remarque

Toute unité de cogénération certifiée pourra recevoir chaque trimestre un nombre de certificats verts fonction du taux d'économie de CO₂ réalisée par rapport à une production d'électricité dans une installation classique. Ces certificats peuvent être vendus au gestionnaire de réseau de transport à un prix minimum de 65 €, à des fournisseurs d'électricité ou sur le marché des certificats verts.

12.1.5 L'électricité en France

Dans les pays où la micro-cogénération se développe (Japon, Allemagne...), plusieurs fournisseurs d'énergie (gaz ou électricité) privés se partagent le marché. En Allemagne se rajoutent les régies municipales (Stadtwerke) qui souvent produisent et/ou distribuent aussi de l'électricité. Il s'en suit une concurrence aussi bien sur les prix d'achat de l'électricité que sur la promotion de la micro-cogénération qui est vue comme un nouveau débouché pour le gaz.

En France, malgré l'ouverture du marché de l'électricité, EDF a pratiquement le monopole de la distribution aux particuliers, très peu ayant changé de fournisseur.

EDF est aussi le seul à avoir accès à l'électricité d'origine nucléaire dont le prix du kWh est très bas. Les autres fournisseurs d'électricité sur le marché français doivent acheter cette électricité à EDF au prix fixé par la bourse.

Le rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité d'avril 2009, présidée par Paul Champsaur, donne quelques pistes pour un fonctionnement plus efficace du marché de l'électricité en France. Une première mesure, à partir de janvier 2010, concerne l'ouverture de l'électricité d'origine nucléaire à d'autres fournisseurs au prix correspondant du parc nucléaire.

Le prix réel de l'électricité d'origine nucléaire est aussi un sujet de controverse : est-ce le juste prix ? Le nucléaire bénéficie, directement et indirectement, de nombreuses aides et du soutien de l'état, ce qui n'est pas nécessairement le cas des autres formes de production d'électricité (centrales au gaz naturel par exemple). À plus long terme les coûts de démantèlement des centrales nucléaires qui sont difficiles à chiffrer actuellement sont-ils intégrés dans le prix actuel du kW électrique ?

Toutes ces données montrent la spécificité du marché de l'électricité en France et les difficultés de la micro-cogénération à s'implanter, le prix d'achat de l'électricité étant encore peu incitatif.

C

EXEMPLES, PERSPECTIVES ET ASPECTS ANNEXES

12.2 Potentiel futur

Le développement de la micro-cogénération est principalement lié à des considérations d'abord économiques (coût des équipements et incitations fiscales par exemple), puis techniques (fiabilité).

En France, d'après l'IFEN, 450 000 chaudières ont été renouvelées en 2006 et ce nombre est amené à augmenter chaque année. Parmi elles, 100 000 seulement étaient des chaudières à haute performance. C'est là que la micro-cogénération, favorisée par des politiques incitatives, peut s'implanter, ne serait-ce que dans une proportion réduite. Si l'on considère que sur les 450 000 chaudières renouvelées en 2006, 10 % seulement avaient été remplacées par des unités de micro-cogénération, cela représenterait malgré tout 45 000 installations, quantité suffisante pour lancer le marché.

Les nouvelles centrales au gaz (centrales à cycle combiné ayant un rendement électrique de 60 % environ) construites ou en projet ont une puissance électrique d'environ 430 MW. Une mise sur le marché de 430 000 chaudières de 1 kW_{él.} ou 86 000 chaudières de 5 kW_{él.} de rendement global moyen de 90 % permettrait d'éviter la construction d'une centrale et d'avoir une meilleure utilisation énergétique du combustible.

13 • AUTRES ASPECTS LIÉS À LA COGÉNÉRATION

13.1 Mini-cogénération

Selon la définition européenne, la puissance électrique fournie par une unité de mini-cogénération (« small scale cogeneration ») est inférieure à 1 MW_{él.}

Une première limite peut être fixée à 250-400 kW_{él.} environ, en fonction de la technologie (moteur à combustion, pile à combustible).

À ce niveau de puissance, l'équipement de cogénération a souvent un encombrement qui permet de la transporter et/ou de l'installer dans un container (20 ft de 6 × 2,4 × 2,6 m ou 40 ft de 12 × 2,4 × 2,6 m).

Sans aller à de tels niveaux de puissance maximale, des unités de puissance plus élevées que la micro-cogénération peuvent être une alternative à l'utilisation de plusieurs unités de micro-cogénération.

Un exemple en est l'unité de mini-cogénération de la société Capstone basée sur une turbine.

13.1.1 Microturbine – Capstone – 30 kW_{él.}

La société américaine Capstone Turbine s'est spécialisée dans le développement de turbines utilisées comme groupe électrogène ou unité de cogénération. Le modèle le moins puissant peut produire 30 kW_{él.} (figure 13.1) et mesure 1,9 × 1,5 × 0,8 m soit un volume de 3,1 m³ pour un poids de 490 kg.



Figure 13.1 – Unité de mini-cogénération
Capstone C30
(source : Capstone Turbine Corporation).

Cette famille de turbines permet un fonctionnement fiable (maintenance réduite due au faible nombre de pièces en mouvement, en fait une seule), une nuisance sonore minimale, des émissions très faibles (moins de 9 ppm de NO_x et 40 ppm de CO) et une grande flexibilité en terme de combustibles utilisables (gaz naturel, biogaz, kérosène).

Le modèle Capstone C30 fournit une puissance électrique de 30 kW_{él.}, sous 400 Volts triphasés, avec un rendement électrique d'environ 25 % et un rendement global d'environ 74 %.



Figure 13.2 – Tableau de commande de la turbine Capstone C30
(source : Capstone Turbine Corporation).

La turbine proprement dite est un module compact (figure 13.3) d'environ 30 cm de diamètre.

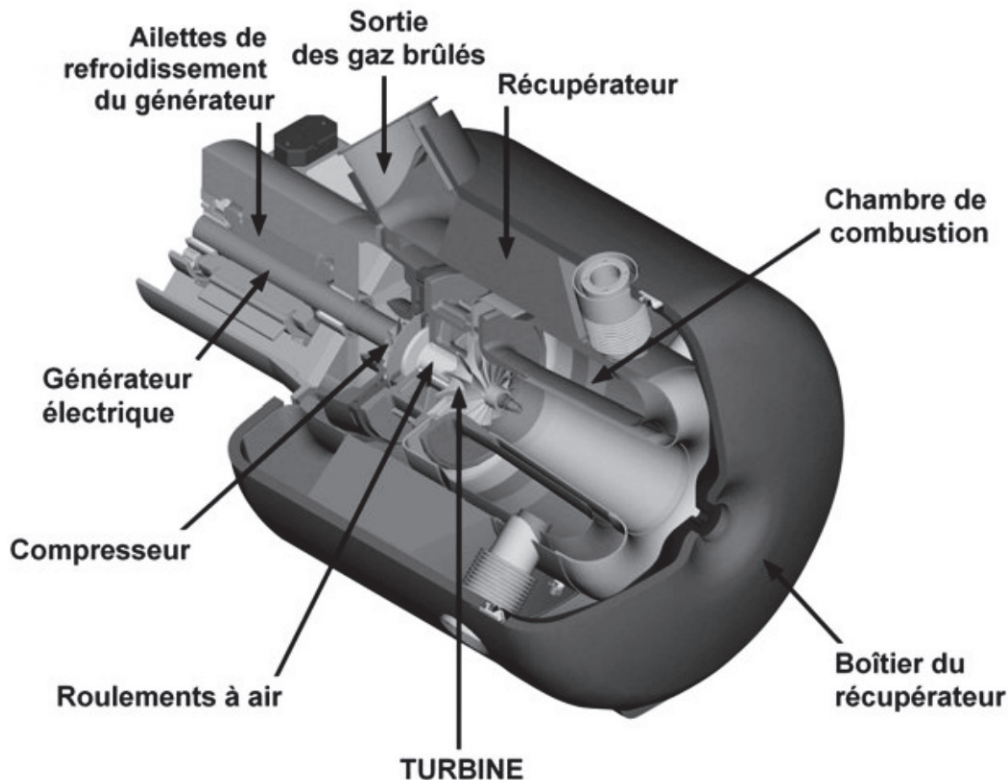


Figure 13.3 – Coupe de la turbine utilisée
dans l'unité de mini-cogénération Capstone C30
(source : Capstone Turbine Corporation).

Ces unités de mini-cogénération sont souvent utilisées dans des sites industriels ou de traitement des déchets avec une production de biogaz qui sert de combustible.

13.1.2 Exemple d'application d'unité de mini-cogénération pour l'habitat collectif

La ville de Grenoble, lors de l'aménagement d'une ancienne caserne dans le quartier de Bonne, a décidé d'inclure la mini-cogénération pour alimenter en chaleur et électricité les logements à haute performance énergétique (SEM SAGES étant l'aménageur). La figure 13.4 montre un de ces bâtiments. Ce projet a été lauréat du programme européen CONCERTO-SESAC (Sustainable Energy System in Advanced Cities) qui promeut l'efficacité énergétique dans le bâti.



Figure 13.4 – Bâtiment à haute performance énergétique de la ZAC de Bonne (Opération « Henri IV » avec 28 logements, promoteur : Bruno BLAIN, architecte/conception : Ateliers LION, exécution : AKTIS Architecture, source : SEM SAGES)

Gaz Électricité de Grenoble (GEG) est le maître d'ouvrage du programme de mini-cogénération et opérateur (exploitation de la chaleur et de l'électricité produites). Neuf unités (figure 13.5) fournies par la société belge COGENGreen SA de puissance variable entre 17 et 70 kW_{él}, chacune ont été installées (une par immeuble).

Elles doivent permettre de couvrir 100 % des besoins électriques et 50 % des besoins thermiques (chauffage et eau chaude sanitaire). Elles sont alimentées en gaz naturel.

Trois chaudières à condensation et des installations solaires assurent un apport thermique, le solaire restant prioritaire.

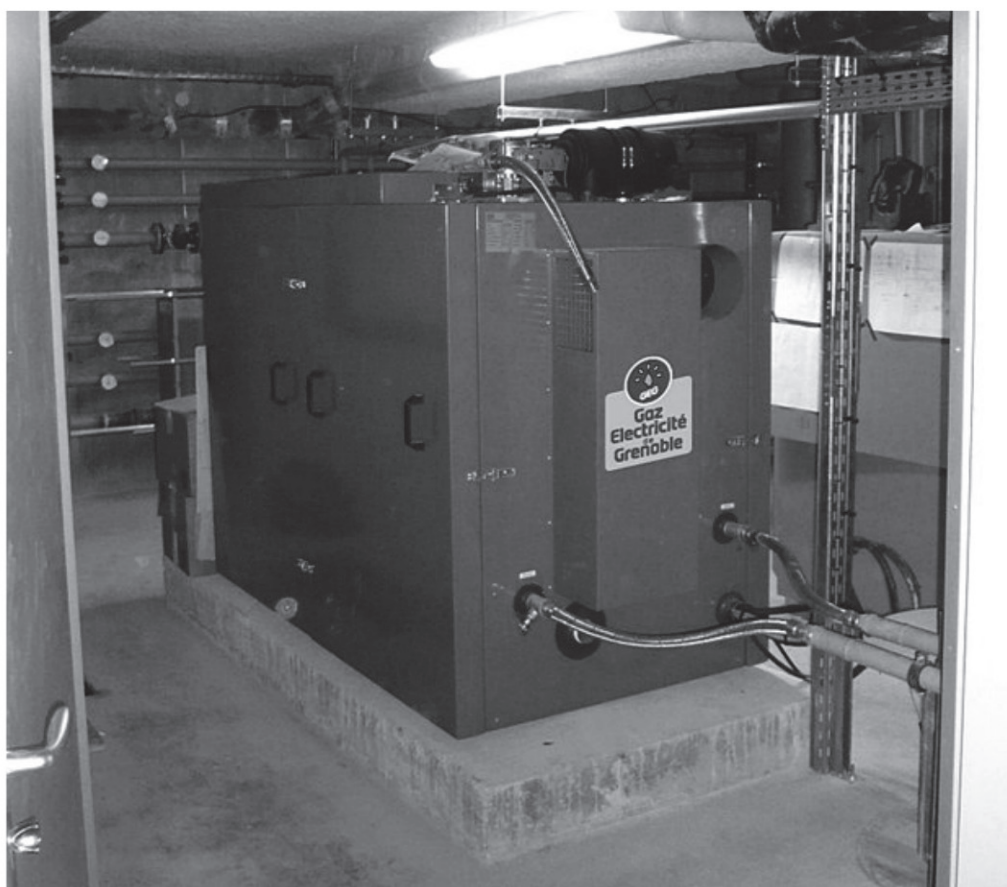


Figure 13.5 – Unité de mini-cogénération COGENGreen (source : Gaz Électricité de Grenoble)

Ces unités couvrent pratiquement 100 % des besoins en électricité de 569 logements (soit 1 050 MWh par an) et environ la moitié des besoins thermiques pour le chauffage (production de chaleur estimée : 1 600 MWh par an). Les émissions de CO₂ sont réduites de plus de 115 tonnes par an par rapport à une solution conventionnelle (chaudière et électricité du réseau).

13.2 Trigénération

Si la cogénération évoque production de chaleur et d'électricité, il ne faut pas oublier de mentionner celle de froid à partir de la chaleur produite (figure 13.6). C'est ce que l'on nomme trigénération (chaleur + électricité + froid).

Cette production de froid peut s'envisager avec l'utilisation d'une unité de micro-cogénération pour laquelle, en été, l'excédent de chaleur sert à la climatisation. Cette distribution de froid peut se faire sous forme d'air ou de circulation d'eau.

Comment produire du froid ? Il existe plusieurs méthodes : le cycle à compression (c'est le fonctionnement du réfrigérateur, par exemple, donc avec utilisation de l'électricité pour actionner le compresseur), les cycles à absorption ou à adsorption...

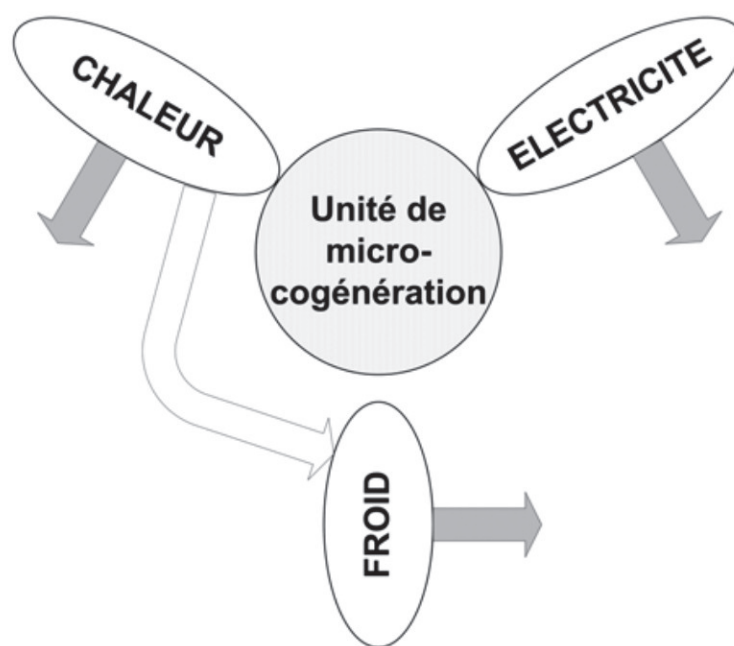


Figure 13.6 – Principe de la trigénération.

Dans le cycle à absorption, par exemple, un fluide dit frigorigène (souvent un mélange d'eau et d'un second composant comme l'ammoniac, le bromure de lithium) change de phase (passage de liquide à vapeur) grâce à un apport de chaleur. Cette vapeur se condense et absorbe la chaleur extérieure entraînant une baisse de température, baisse qui peut être utilisée pour refroidir de l'air ou de l'eau.

Cette technologie est utilisée dans les climatisations dites solaires où la chaleur est produite par un fluide circulant dans des panneaux. Cependant ces unités de refroidissement sont aujourd'hui en service dans des installations importantes (plus de 100 installations en Europe en 2008 et une dizaine en France, comme les caves du Groupement Interproducteur Collioure-Banyuls depuis 1991).

Des unités de 20 kW ou moins, plus adaptées à un couplage avec la micro-cogénération, sont produites en petite série (Yazaki au Japon, Phönix-Sonnenwärme et EAW-Wegracal en RFA, Climatewell en Suède). Cette technologie peut être envisagée pour un couplage à une unité de micro-cogénération.

Au niveau européen, le programme PolySMART® (Polygeneration with advanced Small and Medium scale thermally driven Air-conditioning and Refrigeration Technology), lancé en 2006 et sous l'égide de l'Université de Fribourg (RFA), doit permettre d'explorer plusieurs technologies et de vérifier la faisabilité de la micro-trigénération.

Dans le cadre du programme européen Solera, une installation de démonstration de 4,5 kW, basée sur l'absorption (eau et bromure de lithium) et un système solaire pour fournir la chaleur, a été mise en place au CEA Liten basé à l'INES (Institut national de l'énergie solaire) à Chambéry.

Cette approche de la trigénération permettrait d'optimiser le fonctionnement des unités de micro-cogénération en été, surtout celles ayant un rapport élevé entre chaleur et électricité produites. Cet excédent de chaleur doit trouver une utilisation qui pourrait donc être la production de froid.

13.3 Stockage de l'énergie

13.3.1 Stockage de la chaleur

Si le stockage de la chaleur se fait généralement sous forme d'un ballon pour l'eau chaude sanitaire, il existe cependant d'autres solutions permettant un stockage de la chaleur excédentaire produite par une unité de micro-cogénération.

Au lieu de l'eau, on peut utiliser des composants ayant une capacité de stockage plus importante, comme par exemple des huiles synthétiques ou une autre approche qui est le stockage par chaleur latente, actuellement utilisé pour des installations importantes. Dans ce dernier cas, on utilise le changement de phase de ces matériaux (PCM ou Phase Change Material) pour stocker la chaleur. Ce sont par exemple des nitrates (KNO_3 , LiNO_3 ...) ou des acétates qui passent de l'état solide à l'état liquide lorsqu'ils sont chauffés et stockent la chaleur. Cette chaleur peut être récupérée en faisant passer un fluide (eau) dans un échangeur (figure 13.7).

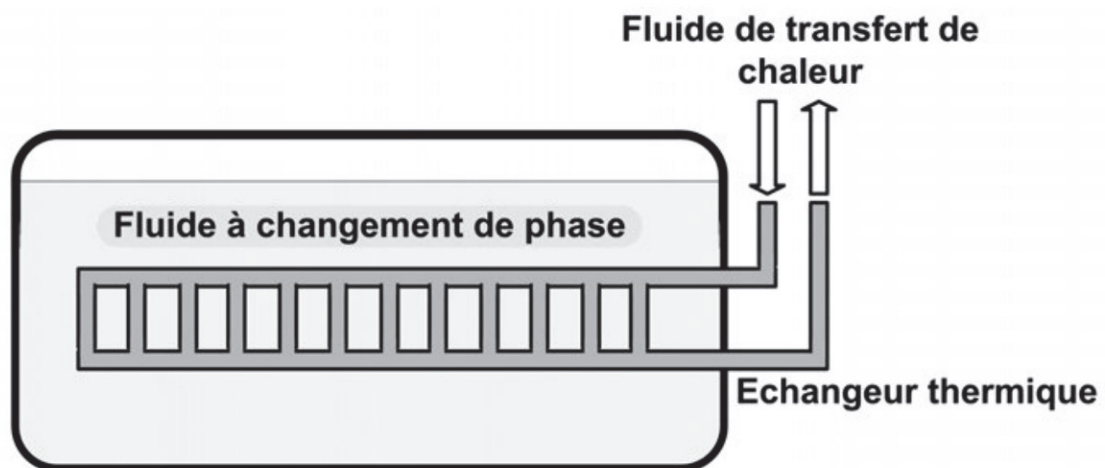


Figure 13.7 – Stockage de chaleur par fluide à changement de phase.

Cette technique est utilisée à petite échelle par la société allemande TransHeat. La chaleur est stockée dans une citerne (container de 20 ft, soit environ 6 m de long) dans de l'acétate de sodium (température de changement de phase de 58 °C) ou de l'hydroxyde de baryum (78 °C). Ces citernes sont ensuite déplacées vers les entreprises ayant besoin de chaleur (2,5 à 3,8 MWh sont stockés), dans un rayon de 30 km environ.

Au niveau bâtiments (maison individuelle, collectif, bureaux...), il est aussi possible de stocker la chaleur en excédent dans le sol. La figure 13.8 illustre une variante possible : la chaleur en excédent issue de l'unité de micro-cogénération (ou d'un système de solaire thermique) est stockée dans le sol par un échangeur. Lorsque cette chaleur doit être récupérée, elle peut l'être sous forme d'air chaud (comme illustré) ou par un fluide circulant dans un échangeur thermique.

Le programme européen PREHEAT, dans le cadre d'Intelligent Energy Europe, a lancé de nombreux projets pour évaluer le stockage de chaleur.

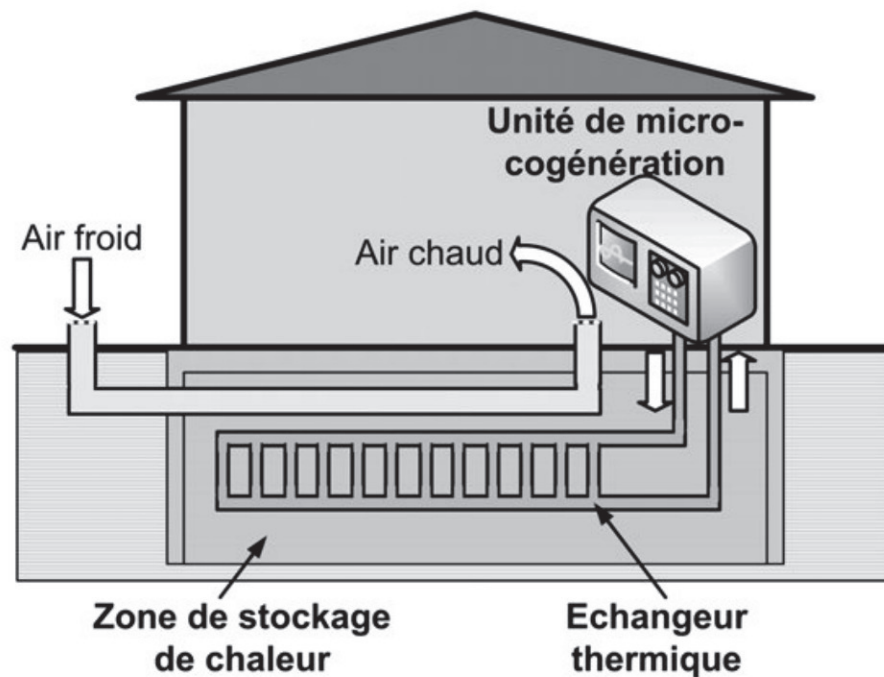


Figure 13.8 – Principe de stockage de chaleur dans le sol.

13.3.2 Stockage de l'électricité

La forme la plus courante de stockage de l'électricité est la batterie. Pour un usage domestique ou tertiaire, elles sont encore coûteuses et malgré tout limitées par rapport aux besoins.

La généralisation des véhicules électriques devrait voir le développement de nouvelles technologies de batteries où coûts, capacités de stockage et durée de vie devraient aussi correspondre aux besoins domestiques ou tertiaires et permettre une autonomie plus importante en régime autarcique.

Une autre approche de stockage de l'électricité est liée au développement du marché des véhicules électriques rechargés sur le secteur (Plug-in Hybrid Electric Vehicle ou Véhicule to Grid – V2G). Lorsqu'ils ne sont pas utilisés et qu'ils sont reliés à un point de recharge, leurs batteries pourraient servir de stockage et de réserve d'électricité.

Les courbes détaillées de consommation électrique montrent que des pics importants et très rapides peuvent se produire lors d'une forte demande instantanée. Comment y répondre sans nécessairement faire appel au secteur ? L'association d'un supercondensateur à l'unité de micro-cogénération pourrait palier à cette limitation.

Un super-condensateur est un condensateur de forte capacité (plusieurs centaines à plusieurs milliers de Farads) dont la structure est proche de celle d'une batterie. Il peut stocker dans un court délai une importante quantité d'énergie et la restituer très rapidement si nécessaire. Il peut fournir de plus un courant crête important.

Son utilisation principale est dans le domaine automobile, pour les véhicules électriques : il peut par exemple stocker l'énergie de freinage et fournir un pic d'énergie important lors des démarrages ou des changements de régime. Pour un véhicule électrique standard, les super-condensateurs utilisés peuvent délivrer une puissance de 50 kW pendant 15 secondes. Par rapport à une batterie, le super-condensateur se caractérise par une longue durée de vie, l'absence de maintenance et un nombre important de cycles charge/décharge.

Les coûts sont encore très élevés mais, comme les nouvelles générations de batteries, le développement des véhicules électriques pourrait ouvrir la voie à l'utilisation de super-condensateurs associés à une unité de micro-cogénération.

13.4 « Smart Meter »

«Smart Meter » ou compteur intelligent est un concept où le compteur électrique devient partie active du réseau électrique. Ce concept est actuellement (2009) en cours d'évaluation sans que toutes les potentialités ne soient encore bien explorées. Il devrait permettre, au niveau utilisateur, un suivi détaillé de la consommation électrique ou au niveau fournisseur d'électricité un pilotage de certains équipements ou de l'unité de micro-cogénération (figure 13.9).

On pourrait envisager la commande de l'unité de micro-cogénération en fonction des besoins éventuels du fournisseur d'électricité et du type de contrat conclu.

Prenons l'exemple d'une forte demande d'électricité au niveau local, régional ou national. Le fournisseur d'électricité recherche les unités de micro-cogénération fonctionnant à capacité réduite ou ne fonctionnant pas ; il pourrait alors soit les faire fonctionner à régime maximal, soit les démarrer et, en échange, proposer un prix d'achat incitatif.

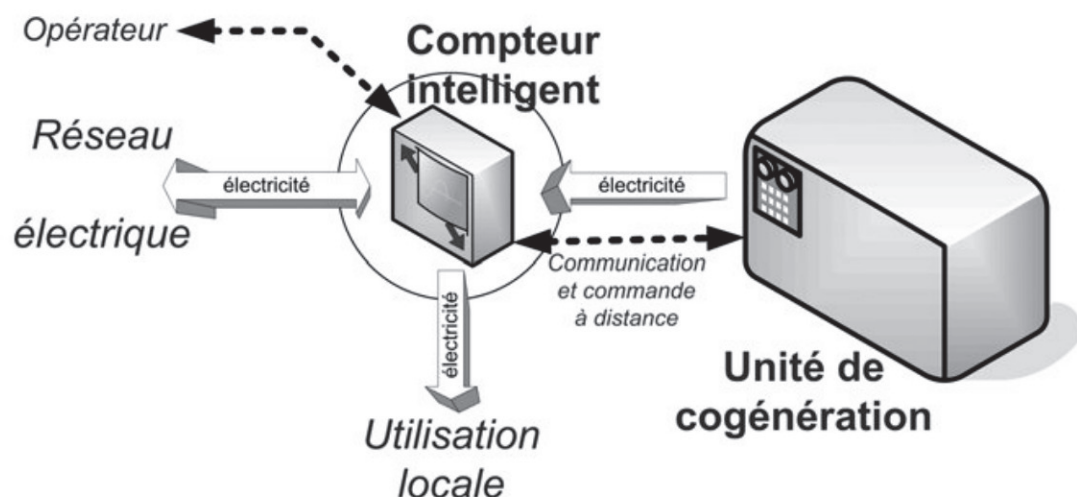


Figure 13.9 – Compteur intelligent et micro-cogénération.

Une recommandation de la Commission européenne est que vers 2020 au moins 80 % des foyers soient équipés d'un compteur intelligent (seuls 6 % en moyenne en 2009).

13.5 « Smart Grid » – Réseau intelligent

L'évolution du marché de l'électricité comme l'ouverture à la concurrence ou la nécessité de mieux gérer production et consommation amène à concevoir un réseau électrique où les technologies informatiques et de télécommunication pourraient optimiser ces différentes approches : c'est le réseau intelligent ou « Smart Grid ». Ce réseau intelligent serait basé du côté utilisateur sur l'intégration de compteurs intelligents et du côté fournisseur sur un ensemble de systèmes de gestion informatique pour tenir compte des différentes sources de production comme les unités de micro-cogénération, du réseau de distribution, de l'offre et de la demande afin de maximiser l'efficacité énergétique.

Si l'on considère les unités de micro-cogénération, leur large déploiement éventuel et leur fonctionnement indépendant les uns des autres peuvent entraîner une déstabilisation du réseau, si une gestion de l'injection d'électricité produite dans le réseau n'est pas assurée.

13.5.1 Faut-il réglementer le fonctionnement des unités de micro-cogénération connectées au réseau électrique ?

La gestion de l'électricité produite par les unités de micro-cogénération peut prendre plusieurs formes (centralisée ou décentralisée). Un exemple en est donné figure 13.10 où ces unités peuvent être pilotées par un centre pouvant être géré

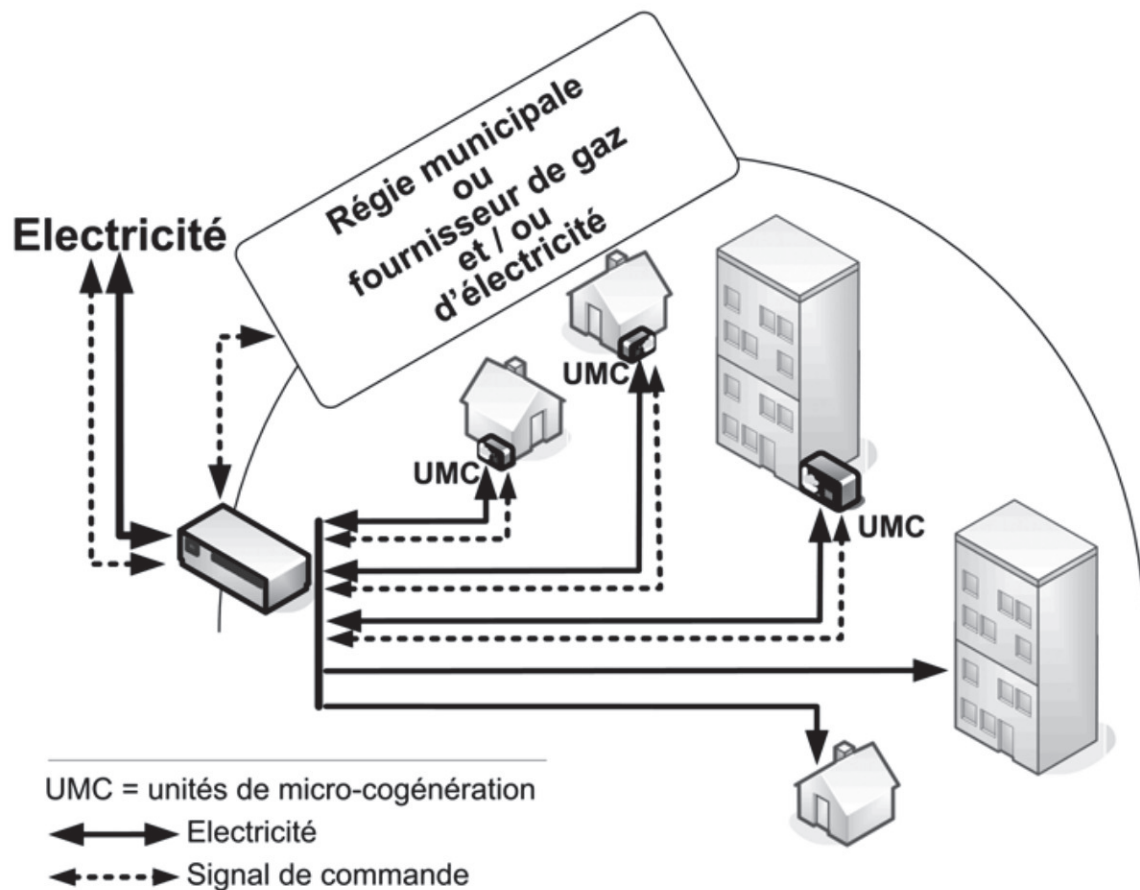


Figure 13.10 – Gestion décentralisée intelligente d'unités de micro-cogénération.

par un fournisseur de gaz ou d'électricité ou une régie municipale ou départementale. En fonction de la charge du réseau, de la demande globale et éventuellement du type de contrat souscrit, les unités de micro-cogénération sont soit désactivées (pas d'électricité envoyée dans le réseau ; seuls les besoins internes pilotent l'unité), soit mises en route à une puissance déterminée par le centre de pilotage.

Des compteurs intelligents pourraient assurer la liaison entre les centres de gestion et les utilisateurs.

Le déploiement des réseaux intelligents n'est pas seulement une problématique liée à la cogénération, mais met en jeu toutes les productions d'électricité et particulièrement celles intermittentes comme l'éolien ou le solaire qu'il faut intégrer.

13.6 Gestion et efficacité énergétique

La directive 2004/8/CE qui se réfère à la cogénération s'insère dans un cadre plus large : celui de l'efficacité énergétique. Les directives 2002/91/CE relative à la performance énergétique des bâtiments et 2001/77/CE concernant les énergies renouvelables en sont quelques exemples.

En effet, mettre en œuvre une unité de micro-cogénération avec les gains potentiels résultants sans rien changer au mode de vie et d'habitation ne contribue que très partiellement à une amélioration globale de l'efficacité énergétique.

Dans l'habitat et le tertiaire, lors de la construction, les solutions techniques permettant une nette amélioration (isolation par exemple) sont aujourd'hui disponibles. Le surcoût par rapport à une construction dite conventionnelle est de l'ordre de 10 % pour des gains énergétiques (et un confort) nettement plus importants.

Afin de répondre aux défis énergétiques, les normes thermiques RT 2005 ou RT 2010, qui sont les transpositions de la Directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments, ont comme objectif l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments neufs.

Dans l'utilisation quotidienne, que ce soit au niveau équipement (éclairage, électroménager, chauffage, équipement multimédia, équipement informatique, ...) ou habitudes, il est possible de réduire la facture énergétique par une gestion optimisée de l'utilisation de ces équipements. L'Europe étudie par exemple une réglementation sur la réduction de la consommation des équipements électriques et électroniques en veille.

De nombreux programmes européens ou nationaux sont orientés vers le paquet énergie et climat dont les objectifs ambitieux (20/20/20) sont d'atteindre l'utilisation de 20 % en énergies renouvelables, de réduire de 20 % les gaz à effet de serre et d'augmenter l'efficacité énergétique de 20 % d'ici 2020.

CONCLUSION

Face aux défis environnementaux et énergétiques, suffit-il de proposer des mesures radicales ? Cette approche va à l'encontre de la progressivité du développement humain et procède plutôt de la recherche d'effet médiatique ou de diabolisation des conséquences. Il ne faut certes pas se voiler la face et continuer de consommer les ressources énergétiques non renouvelables comme si elles étaient illimitées.

Si la micro-cogénération peut contribuer à une politique énergétique basée sur l'efficacité, il faut cependant atteindre une masse critique (en terme d'énergie générée par cette famille de cogénération, donc d'unités installées) pour amorcer le cycle d'économies d'énergie réelles. Cette masse critique dépend aussi bien d'une disponibilité d'équipements variés (où coût, fiabilité, simplicité et flexibilité sont des critères importants) que d'une politique incitative vis-à-vis des utilisateurs ou des fabricants d'équipement. Le photovoltaïque en est un exemple : les mesures fiscales et un prix d'achat de l'électricité incitatif ont permis aux petites installations (< 3 kW_{él.}) de décoller. Au 30 juin 2009, ces installations au nombre de plus de 20 000 représentaient 89 % des systèmes en service.

Une politique de communication plus ouverte vers le grand public, en particulier de la part des fournisseurs de gaz et/ou d'électricité lui permettrait de prendre conscience des potentialités de la micro-cogénération ou même déjà de son existence. À ce jour, la présence dans les médias est pratiquement inexistante et souvent limitée à des présentations pour des professionnels.

Une approche sur le plan industriel serait aussi d'améliorer ou de promouvoir le développement de technologies existantes (moteur à combustion interne, moteur Stirling, micro-turbine...) en termes techniques et économiques en apportant un soutien aux constructeurs plutôt que de disperser les investissements dans de nouvelles voies ou vers une course sans fin aux technologies.

La micro-cogénération, associée à des sources d'énergie renouvelable locales (éolien, solaire, marin...), fournirait l'énergie pour des utilisations domestiques, tertiaire, collective... ainsi qu'éventuellement pour les transports si l'on envisage une propulsion électrique pour bus, véhicules légers ou 2-roues. L'utilisation de combustible comme le bois ou le biogaz serait un pas de plus vers une cogénération soutenable (« sustainable »).

L'utilisation de la cogénération nécessite aussi une acceptation de la décentralisation énergétique en termes de production, de distribution et de gestion. C'est la seule approche qui permettra une sécurité et une efficacité énergétique en se basant sur des sources énergétiques disponibles localement.

Cette approche décentralisée pourrait être graduelle géographiquement en commençant par un groupe ou un regroupement de maisons, d'immeubles, de bureaux, puis être étendue au quartier « énergétique » avant de couvrir une commune. Ce serait un réseau énergétique local.

Globalisation énergétique ?

Le battement d'ailes d'un papillon dans l'hémisphère sud peut-il entraîner une tempête dans l'hémisphère nord comme le proclamait Edward Lorenz en 1963 ? Si ceci peut être considéré comme une boutade scientifique, cela montre cependant que toute perturbation, action ou décision individuelle peut avoir une influence négative ou éventuellement positive sur le développement de phénomènes naturels ou d'activités humaines.

Par analogie avec le battement d'ailes d'un papillon, on pourrait dire que le branchement d'un fer à repasser pourrait entraîner le démarrage d'une centrale ou l'importation d'électricité.

La micro-cogénération pourrait contribuer à éviter l'effet « fer à repasser » le jour où elle sera plus répandue.

D

Annexes

Énergie : Joule (J)
kilowatt/heure (kWh)
Gigawatt/heure (GWh) = 1 million de kWh
Terawatt/heure (TWh) = 1 milliard de kWh

Facteurs de conversion

1 Joule = 1 Newton mètre (Nm) = 1 Watt seconde (Ws)
1 J = $2,78 \times 10^{-7}$ kWh
1 TWh = 0,0861 Mtep
1 calorie (cal) = 4,187 J
1 BTU (British Thermal Unit) = 1 055 J
1 J = $9,479 \times 10^{-4}$ BTU
1 tep = 11 600 kWh = 42 GJ (42×10^9 J)
1 MTep = 11,63 TWh

Puissance : Watt (W)

1 W = 1 J/s

Facteurs de conversion

1 Watt = 3,414 BTU/h
1 cheval (HP ou Horse Power) = 745,7 W

Volume : Nm^3 mètre cube normal à 0 °C et 1 atm ($1,01325 \times 10^5$ Pa)

1 US gallon = 3,79 litres
1 baril (barrel) = 158,987 litres

SITES INTERNET, SALONS ET ORGANISMES

■ Salons

Il n'y a pas de salon dédié à la micro-cogénération. Les principaux constructeurs sont cependant présents, au niveau européen, à deux salons :

Le salon ISH à Francfort (RFA) qui a lieu tous les deux ans (2011, 2013...)

Le salon annuel de Hanovre (Hannover Messe) où une halle est consacrée aux énergies alternatives, piles à combustible et cogénération.

■ Sites internet

On pourra consulter les sites des principaux constructeurs (Senertec, Vaillant, WhisperGen...) ainsi que ceux des organismes impliqués dans la micro-cogénération (certains sont mentionnés dans le chapitre suivant).

■ Organismes

Au niveau européen, COGEN Europe est une association de promotion de la cogénération. Elle regroupe les associations nationales ainsi que les industriels impliqués dans ce secteur (constructeurs, distributeurs de gaz, compagnies d'électricité, consultants...). Elle représente ces différents acteurs au sein des différents comités de travail de l'Union européenne et de la Commission. COGEN Europe, avec différents partenaires, conduit le projet CODE (*Cogeneration Observatory and Dissemination Europe*) qui doit recenser les progrès dans l'application de la directive européenne sur le développement de la cogénération.

Le relais en France est le Club Cogénération au sein de l'ATEE (Association Technique Énergie Environnement) dont les actions sont multiples :

- Favoriser l'essor de la cogénération vis-à-vis des pouvoirs publics.
- Participer aux différents groupes de travail (textes législatifs en préparation).
- Contribuer aux échanges d'expériences et d'informations entre les membres (la revue « Énergie Plus » en est l'organe officiel).
- Diffuser les informations auprès des professionnels.
- Assurer une veille technologique et réglementaire.

COGENchallenge dans le cadre du programme Intelligent Energy Europe assure aussi la promotion de la cogénération.

Rhônealpennergie Environnement (RAEE) est, entre autre, un facilitateur dans le cadre de COGEN Europe.

Le site américain COSPP (*Cogeneration & On-Site Power Production*) est aussi consacré à la cogénération.

Non spécifiquement dédié à la promotion de la cogénération, l'association Energie-Cités promeut l'efficacité énergétique soutenable au niveau local.

Il existe de nombreux autres organismes qui œuvrent dans des programmes nationaux ou européens ou qui soutiennent les initiatives liées à la micro-cogénération (ADEME, AMOES, PREBAT...).

Green Lodges par exemple est un projet soutenu par l'Union européenne (programme Intelligent Energy). Son objectif est de faire prendre conscience aux gîtes d'hébergement en milieu rural des possibilités et avantages offerts par les énergies renouvelables et la micro-cogénération.

L'organisation WADE (*World Alliance for Decentralized Energy*) milite au niveau mondial pour une production décentralisée de l'énergie (DE ou *Decentralized Énergie*).

LEXIQUE ET ABRÉVIATIONS

■ Lexique français-anglais-allemand

Français	Anglais	Allemand
Chaudière	Boiler	Heizkessel
Cogénération	CHP (Combined Heat and Power)	KWK (Kraft-Wärme-Kopplung)
Combustible	Fuel	Kraftstoff
Essais sur le terrain	Field tests	Feldversuche
Gaz à effet de serre	Greenhouse gases	Treibhausgase
Granulés	Pellets	Pellets
Pile à combustible	Fuel Cell	BSZ (Brennstoffzelle)
Régies municipales	---	Stadtwerke
Réseau de chaleur	District heating	Fernwärme
Unité de cogénération	CHP unit	BHKW (Blockheizkraftwerk)

D

ANNEXES

■ Abréviations

Terme	Anglais	Français
CHP	Combined Heat and Power	Cogénération
DE	Decentralized Énergie	Énergie décentralisée
ECS		Eau chaude sanitaire
GES		Gaz à effet de serre
PCM	Phase Change Material	Matériau à changement de phase
RES	Renewable energy sources	Sources d'énergie renouvelable

BIBLIOGRAPHIE

La littérature en français concernant directement la micro-cogénération est encore assez limitée. Cependant, de nombreux sites diffusent des documents relatifs à la cogénération ou la micro-cogénération. En français, on pourra consulter, entre autres, les sites suivants (à fin 2009) :

www.ademe.fr

www.atee.fr

www.cogen-challenge.org

www.cogensud.be

www.ibgebim.be (ICEDD)

www.iea.org

www.petitecogeneration.org

www.prebat.net

www.raee.org (Rhônalpénergie Environnement)

www.retscreen.net

AOUN B., *Micro-cogénération pour les bâtiments résidentiels fonctionnant avec des énergies renouvelables*, Thèse Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2008.

CHEVALIER J.-M., *Les grandes batailles de l'énergie*, Gallimard Folio, 2004.

FOGGIAL G., ROYE D. et WURTZ F., « Optimisation de pilotage d'installation résidentielle de chauffage par micro-cogénération », *Conférence IBPSA 2008* (International Building Performance Simulation Association, 2008).

THOMAS B., *Mini-Blockheizkraftwerke*, Vogel Buchverlag, 2007.

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE, « Rapport sur les installations de cogénération sous obligation d'achat », janvier 2007.

DRIRE, « La cogénération en Ile-de-France », août 2006.

ADEME, « L'efficacité énergétique dans l'Union européenne : panorama des politiques et des bonnes pratiques », novembre 2008.

INDEX ALPHABÉTIQUE

A

abaques 137
agrocarburants 109
Allemagne 93, 203

B

balayeur 58
Baxi Ecogen 62
Baxi Innotech 90
Baxi/Senertec 43
Belgique 204
besoins
 électriques 53, 123
 thermiques 53, 122
bilan énergétique 116
biocarburants 109
biogaz 107
biomasse 110
bois 111
bureaux 200

C

Callux 93, 193
campagnes d'essais 193
Capstone 207
catalyseur 35, 42, 56, 87
 d'oxydation 48, 53
centrales
 au charbon 26
 au gaz 25
 nucléaires 26
certificat d'obligation
 d'achat 188

chaudière électrogène 31
chauffage 17
 électrique 17, 24
cogénération 3, 7, 16, 19
COGENGreen 209
COGENsim 181, 185
combustibles 107
composés fluorés 21
compteur intelligent 214
consommation
 d'énergie 12
 électrique 132
convertisseur d'énergie 32
coupures hivernales 26
coût
 de l'énergie produite 166
 de l'équipement 165
cycle
 de Carnot 37
 de vie 116
 organique de Rankine 95

D

Dachs 43
De Dietrich Remeha 69
déclaration d'exploitation
 187
dépendance énergétique
 12
déplaceur 57, 58
directives européennes 189

E

EC Power 49, 196

Ecowill 54
effet de serre 20
efficacité énergétique 216
électricité 15
émissions 35
ENE-FARM 161, 193
Energetix Genlec 96
énergie
 électrique 129
 primaire 11, 24
 thermique 127
Energiestro 101
ERDF 188
Eurodish 94

F

filtre à particules 48
fioul 108
Freewatt 54

G

gaz
 à effet de serre 20, 21,
 22, 116
 carbonique 21
 naturel 23, 107
Gaz Électricité de
 Grenoble 200, 209
générateur 82
 électrique 32
granulés 71, 72, 73, 74,
 83, 111, 113

H

habitat
 collectif 209
 individuel 154, 168
 Hexis Sulzer 88
 Honda MCHP 54
 hôtel 170, 196
 huile végétale 109
 pure 103
 hydrogène 84, 114

J

Japon 93

L

loi de Carnot 60

M

marché
 européen 203
 mondial 203
 membrane 85
 méthane 21
 micro-cogénération 3, 8,
 9, 23, 27, 31, 120, 217
 micro-turbine 76, 207
 mini-cogénération 10, 207
 modes opératoires 121
 monotone 145, 146
 moteur à combustion
 interne 36, 158
 MTT Microturbine 77

O

optimisation 164
 Organic Rankine Cycle 95
 OTAG Lion 80

P

particules 75
 pellets 111
 PEMFC 87, 90
 pile à combustible 10, 32,
 84, 86, 93, 160
 pilotage 147
 production
 d'électricité 149
 de chaleur 147
 profil
 de consommation 125
 électrique 139
 Protocole de Kyoto 22
 protoxyde d'azote 21
 puissance
 électrique 104
 thermique 104

R

raccordement au réseau
 électrique 188
 Rankine 95
 reformeur 86
 régénérateur 57, 58
 réseau
 de chaleur 20
 de distribution 23
 électrique 215
 intelligent 215
 ressources naturelles 24

S

Senertec Dachs 199, 200
 simulation 181
 logicielle 133

Smart Grid 215
 Smart Meter 129, 214
 SOFC 88, 90
 solaire 94
 sonde Lambda 75
 Stirling 57, 60, 62, 159
 stockage
 de l'électricité 213
 de la chaleur 212
 Sunmachine 71, 95
 super-condensateur 213
 système hybride 175
 avec chaudière 176
 avec stockage de chaleur
 178

T

trigénération 210

U

unités de micro-
 cogénération 31, 104,
 157, 158

V

Vaillant ecopower 38
 Vaillant – PEMFC 87
 vapeur 79
 VDI 137
 VDI 4655 137
 Véhicule to Grid 213
 volant d'inertie 100, 102

W

Well-to-Wheel 116
 WhisperGen 65